O TEXTO NO IDIOMA ORIGINAL DESTE COMUNICADO É A VERSÃO OFICIAL AUTORIZADA. AS TRADUÇÕES SÃO DISPONIBILIZADAS APENAS COMO ADAPTAÇÃO E DEVEM SER COMPARADAS COM O TEXTO NO IDIOMA DE ORIGEM, QUE É A ÚNICA VERSÃO QUE TERÁ QUALQUER EFEITO LEGAL.

UNITED STATES SECURITIES AND EXCHANGE COMMISSION
WASHINGTON, D.C. 20549

Formulário 20-F

☐ **TERMO DE REGISTRO CONFORME ARTIGO 12(b) ou (g) DO SECURITIES EXCHANGE ACT DE 1934**

ou

☒ **RELATÓRIO ANUAL CONFORME ARTIGO 13 ou 15(d) DO SECURITIES EXCHANGE ACT DE 1934**
Referente ao exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2012

ou

☐ **RELATÓRIO DE TRANSIÇÃO CONFORME ARTIGO 13 ou 15(d) DO SECURITIES EXCHANGE ACT DE 1934**

ou

☐ **RELATÓRIO DE *SHELL COMPANY* CONFORME ARTIGO 13 ou 15(d) DO SECURITIES EXCHANGE ACT DE 1934**

Data do evento exigindo o presente relatório de *shell company*: N/A

Número de Protocolo na Comissão: 1-15224

COMPANHIA ENERGÉTICA DE MINAS GERAIS – CEMIG
(Denominação exata da Requerente conforme consta em seu Estatuto Social)

ENERGY CO OF MINAS GERAIS
(Tradução para o Inglês da denominação da Requerente)
BRASIL
(Jurisdição de incorporação ou organização)
Avenida Barbacena, 1200, Belo Horizonte, MG, 30190-131
(Endereço da sede)

Valores mobiliários registrados ou a serem registrados de acordo com o art. 12(b) do *Act*:

Denominação de cada classe:	Nome de cada bolsa em que Registrada:
Ações Preferenciais, valor nominal de R$5,00	Bolsa de Valores de Nova York *
American Depositary Shares, cada qual representativa de 1 Ação Preferencial, sem valor nominal	Bolsa de Valores de Nova York
Ações Ordinárias, valor nominal de R$5,00	Bolsa de Valores de Nova York *
American Depositary Shares, cada qual representativa de 1 Ação Ordinária, sem valor nominal	Bolsa de Valores de Nova York

Valores mobiliários registrados ou a serem registrados de acordo com o art. 12(g) do *Act*:
Nenhum

Valores mobiliários em relação aos quais existe obrigação de prestar informações de acordo com o art. 15(d) do *Act*:
Nenhum

Indicar o número de ações em circulação de cada uma das espécies do capital social ou o número de ações ordinárias emitidas pela Requerente no encerramento do período coberto pelo relatório anual:

372.837.085Ações Ordinárias
480.181.143 Ações Preferenciais

Assinalar se a Requerente é uma reconhecida emissora sazonal, conforme definido na *Rule 405 do Securities Act*. Sim ☒ Não ☐

Se o presente relatório é um relatório anual ou de transição, indicar se a Requerente não deve arquivar relatórios conforme o art. 13 ou 15(d) do *Securities Exchange Act* de 1934. Sim ☐ Não ☒

Indicar se a Requerente (1) arquivou todos os relatórios que devem ser arquivados segundo o Artigo 13 ou 15 (d) do *Securities Exchange Act* de 1934 no período precedente de 12 meses (ou período menor no qual a Requerente estava obrigada a divulgar e registrar esses arquivos) e (2) esteve sujeita a tais exigências de arquivamento nos últimos 90 dias. Sim ☒Não ☐

Assinalar se a Requerente submeteu por meio eletrônico e disponibilizou em seu *website* corporativo, caso existente, todos os arquivos interativos cujo envio e disponibilização são exigidos nos termos da *Rule 405* da *Regulation S-T* (§232.405 deste capítulo) no período precedente de 12 meses (ou por período inferior no qual foi requerido o envio ou disponibilização dos referidos arquivos pela Requerente). Sim ☐ Não ☐

Assinalar se a Requerente é requerente de grande porte de processo acelerado (*large accelerated filer*), requerente de processo acelerado (*accelerated*) ou requerente de processo não acelerado (*non-accelerated*). Vide a definição de "requerente de processo acelerado e requerente de grande porte de processo acelerado" no art. 12b-2 do *Exchange Act* (marque um): Requerente de Processo Acelerado de Grande Porte ☒ Requerente de processo Acelerado ☐ Requerente de processo não acelerado ☐

Assinalar qual norma contábil a Requerente utilizou para preparar as demonstrações financeiras incluídas neste arquivamento: U.S. GAAP ☐ IFRS ☒ Outro ☐

Caso a opção "Outro" tenha sido assinalada acima, indicar qual item da demonstração financeira a Requerente optou por seguir: Item 17 ☐ Item 18 ☐

Na hipótese do presente relatório ser um relatório anual, indicar se a Requerente é uma *shell company* (de acordo com o artigo 12b-2 do *Securities Exchange Act*). Sim ☐ Não ☒

* Não para comercialização, mas apenas em relação ao registro de *American Depositary Shares*, conforme os requisitos da *Securities and Exchange Commission*.

ÍNDICE

APRESENTAÇÃO DE INFORMAÇÕES FINANCEIRAS

A Companhia Energética de Minas Gerais - CEMIG é uma sociedade por ações de economia mista, constituída e existente nos termos das leis da República Federativa do Brasil, ou Brasil. As referências contidas no presente relatório anual quanto à "CEMIG", "nós", "nossa" ou "Companhia" constituem referência à Companhia Energética de Minas Gerais - CEMIG e às suas subsidiárias consolidadas, exceto quando a referência seja expressamente à Companhia Energética de Minas Gerais - CEMIG (controladora apenas) ou conforme exigido pelo contexto. As referências a "real", "reais" ou "R$" dizem respeito a reais do Brasil (plural) e ao real do Brasil (singular), moeda corrente oficial do Brasil, ao passo que as referências a "dólares dos Estados Unidos", "dólares" ou "US$" se referem a dólares dos Estados Unidos.

Nossos livros e registros são escriturados em reais. Nossas demonstrações financeiras são elaboradas em conformidade com as práticas contábeis adotadas no Brasil e com as Normas Internacionais de Contabilidade, ou "IFRS", emitidas pelo Comitê de Normas Internacionais de Contabilidade ("IASB"). Para fins do presente relatório anual, elaboramos balanços patrimoniais consolidados referentes a 31 de dezembro de 2012 e 2011, e as correspondentes demonstrações do resultado e lucro abrangente, fluxos de caixa e mutações do patrimônio líquido relativos aos exercícios encerrados em 31 de dezembro de 2012, 2011 e 2010, em reais, todas em conformidade com as IFRS, conforme emitidas pelo IASB. Nossas demonstrações financeiras consolidadas de 31 de dezembro de 2012 foram auditadas pela Deloitte Touche Tohmatsu Auditores Independentes e de 31 de dezembro de 2011 e 2010 foram auditadas pela KPMG Auditores Independentes, conforme expresso em seus respectivos relatórios contidos neste documento.

O presente relatório anual contém conversões de certos valores em reais para dólares dos Estados Unidos a taxas especificadas tão somente para fins de conveniência do leitor. Ressalvadas as indicações em contrário, esses valores em dólares dos Estados Unidos foram convertidos a partir de reais à taxa de câmbio de R$2,0476 para US$1,00, certificada, para fins alfandegários, pelo Conselho do *Federal Reserve* dos EUA, em 31 de dezembro de 2012. Veja a seção "Item 3. Informações Relevantes – Taxas de Câmbio" para obter informações adicionais relativas a taxas de câmbio. Não podemos garantir que os dólares dos Estados Unidos poderão ser convertidos em reais, ou que os reais poderão ser convertidos em dólares dos Estados Unidos, segundo a taxa acima indicada ou por qualquer outra taxa.

POSIÇÃO DE MERCADO E DEMAIS INFORMAÇÕES

As informações contidas no presente relatório anual acerca de nossa posição de mercado são, ressalvadas as indicações em contrário, apresentadas com relação ao exercício encerrado em 31 de dezembro de 2012 e tomam por base ou são derivadas dos relatórios emitidos pela Agência Nacional de Energia Elétrica, ou Aneel, e pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica, ou CCEE.

Certos termos são definidos quando da primeira vez em que são empregados no presente relatório anual. Conforme aqui empregadas, todas as referências a "GW" e "GWh" constituem referência a gigawatts e gigawatt-hora, respectivamente, as referências a "MW" e "MWh" constituem referência a megawatts e megawatt-hora, respectivamente, e as referências a "kW" e "kWh" constituem referência a quilowatts e quilowatt horas, respectivamente.

Neste relatório anual, os termos "ações ordinárias" e "ações preferenciais" se referem às ações ordinárias e preferenciais, respectivamente. Os termos "*American Depositary Shares* de Ações Preferenciais" ou "ADSs de Ações Preferenciais" referem-se às *American Depositary Shares*, cada qual representando uma ação preferencial. Os termos "*American Depositary Shares* de Ações Ordinárias" ou "ADSs de Ações Ordinárias" referem-se às *American Depositary Shares*, cada qual representando uma ação ordinária. Nossas ADSs de Ações Preferenciais e ADSs de Ações Ordinárias são aqui mencionadas, coletivamente, como "ADSs", e os "*American Depositary Receipts* de Ações Preferenciais," ou ADRs de Ações Preferenciais, e os "*American Depositary Receipts* de Ações Ordinárias," ou ADRs de Ações Ordinárias, são aqui mencionados, coletivamente, como "ADRs".

Em 29 de abril de 2009, uma bonificação de 25,00% em ações foi distribuída às ações preferenciais e ordinárias. Em 13 de maio de 2009, um ajuste equivalente foi realizado nas ADSs por meio da emissão de ADSs adicionais. Em 29 de abril de 2010, uma bonificação de 10,00% em ações foi distribuída às ações preferenciais e ordinárias. Em 10 de maio de 2010, um ajuste correspondente foi realizado às ADSs por meio da emissão de ADSs adicionais. Em 30 de abril de 2012, uma bonificação de 25,00% foi paga sobre as ações preferenciais e ordinárias. Em 11 de maio de 2012, um ajuste correspondente foi feito às ADSs por meio da emissão de ADSs adicionais. Em 07 de maio de 2013, sujeito à aprovação dos acionistas na Assembleia Geral do dia 30 de abril de 2013, as ações preferenciais serão bonificadas em 12,85%. Em 14 de maio de 2013, sujeito à aprovação dos acionistas na Assembleia Geral do dia 30 de abril de 2013, um ajuste correspondente ao número de ADSs das ações preferenciais será feito através da emissão adicional de ADS. As ADSs das ações preferenciais são evidenciadas por ADRs das ações preferenciais, emitidas de acordo com a Segunda Alteração e Consolidação de Contrato de Depósito, datada de 10 de agosto de 2001, conforme alterada em 11 de junho de 2007, celebrada entre a Companhia, Citibank, N.A., na qualidade de depositário, e os detentores e titulares de ADSs das ações preferenciais evidenciadas por ADRs emitidos nos termos do referido instrumento (a "Segunda Alteração e Consolidação de Contrato de Depósito"). As ADSs de Ações Ordinárias são representadas por ADRs de Ações Ordinárias, emitidos de

acordo com o Contrato de Depósito, datado de 12 de junho de 2007, celebrado entre nossa Companhia, Citibank, N.A., na qualidade de depositário, e os titulares ou beneficiários de ADSs de Ações Ordinárias representadas por ADRs de Ações Ordinárias emitidos (o "Contrato de Depósito das ADSs de Ações Ordinárias" e, juntamente com o Segundo Aditivo e o Contrato de Depósito Aditado, os "Contratos de Depósito")

DECLARAÇÕES E EXPECTATIVAS FUTURAS

O presente relatório anual inclui declarações e expectativas futuras, principalmente no "Item 3. Informações Relevantes", "Item 5. Análise e Perspectivas Operacionais e Financeiras" e no "Item 11. Divulgações Quantitativas e Qualitativas sobre Riscos de Mercado". Baseamos estas declarações e expectativas futuras em grande parte em nossas atuais expectativas e projeções sobre acontecimentos futuros e tendências financeiras que afetam nossos negócios. Estas declarações e expectativas futuras estão sujeitas a riscos, incertezas e suposições, inclusive, entre outras coisas:

- conjuntura econômica, política e comercial geral, principalmente na América Latina, no Brasil, no Estado de Minas Gerais, ou Minas Gerais, no Estado do Rio de Janeiro, no Brasil, ou Rio de Janeiro, bem como em outros Estados do Brasil;
- inflação e variações cambiais;
- cumprimento da regulamentação do setor elétrico do Brasil;
- alterações de volumes e padrões de uso de energia elétrica pelo consumidor;
- condições concorrenciais nos mercados de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica no Brasil;
- nossas expectativas e estimativas referentes a desempenho financeiro, planos de financiamento e efeitos da concorrência no futuro;
- nosso nível de endividamento e o perfil do vencimento da nossa dívida;
- probabilidade de recebermos pagamento relativo a contas a receber;
- tendências previstas no setor de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica no Brasil, especialmente em Minas Gerais e Rio de Janeiro;
- alterações dos níveis pluviométricos e hídricos nos reservatórios utilizados para funcionamento das nossas centrais de geração hidrelétrica;
- nossos planos de investimentos de capital;
- nossa capacidade de atender nossos clientes de forma satisfatória;
- nossa capacidade de renovar nossas concessões, alvarás e licenças em condições tão favoráveis como aquelas que hoje estão em vigor, ou simplesmente de não renová-las;
- regulamentação governamental existente e futura relativa a tarifas de energia elétrica, ao uso de energia elétrica, à concorrência em nossa área de concessão e a outras questões;
- nossa habilidade para integrar as operações das companhias que adquirimos e que podemos vir a adquirir;
- políticas existentes e futuras do Governo Federal brasileiro, ao qual nos referimos como Governo Federal;
- políticas existentes e futuras do governo de Minas Gerais, ao qual nos referimos como Governo Estadual, inclusive políticas que afetam os investimentos por ele realizados em nossa Companhia e os planos do Governo Estadual quanto à futura expansão da geração, transmissão e distribuição de energia elétrica em Minas Gerais; e
- outros fatores de risco apresentados no "Item 3. Informações Relevantes - Fatores de Risco".

As declarações e expectativas futuras mencionadas acima incluem também informações relativas aos nossos projetos de expansão de capacidade em andamento, bem como aos que estamos atualmente avaliando. Além dos riscos e incertezas citados acima, nossos projetos de expansão em potencial implicam riscos de engenharia, construção, regulatórios e outros riscos significativos que poderão:

- atrasar ou impedir a conclusão bem-sucedida de um ou mais projetos;
- aumentar os custos de projetos; ou
- resultar na falha das instalações para operar ou gerar receitas de acordo com as nossas expectativas.

As palavras “acredita,” “poderá,” “estima,” “continua,” “prevê,” “pretende,” “espera” e palavras similares destinam-se a identificar declarações e expectativas futuras. Não assumimos a obrigação de atualizar publicamente ou revisar quaisquer declarações e expectativas futuras em razão de informações novas, acontecimentos futuros ou por outro motivo. À luz destes riscos e incertezas, as informações, declarações e expectativas futuras tratadas no presente relatório anual talvez não cheguem a ocorrer. Nossos resultados e desempenho efetivos poderiam diferir substancialmente daqueles previstos em nossas declarações e expectativas futuras.

PART I

Item 1 Identificação de Conselheiros, Diretores e Consultores

Não aplicável.

Item 2. Estatísticas da Oferta e Cronograma Previsto

Não aplicável.

Item 3. Informações Relevantes

Informações Financeiras Consolidadas Selecionadas

As tabelas a seguir apresentam nossas informações financeiras e operacionais consolidadas selecionadas nas datas e em relação a cada um dos períodos indicados em conformidade com as IFRS. As informações a seguir deverão ser lidas em conjunto com nossas demonstrações financeiras consolidadas, incluindo suas respectivas notas explicativas, constantes do presente relatório anual e em conjunto com as informações apresentadas no "Item 5. Análise e Perspectivas Operacionais e Financeiras" e a "Apresentação das Informações Financeiras".

As informações financeiras selecionadas de 31 de dezembro de 2012, 2011 e 2010, e referentes a cada um dos exercícios encerrados em 31 de dezembro de 2012, 2011 e 2010, em IFRS, foram resultantes de nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas e das suas respectivas notas explicativas contidas em outras seções do presente relatório anual. Os valores em dólares dos Estados Unidos apresentados nas tabelas abaixo foram incluídos para conveniência do leitor. Ressalvadas as indicações em contrário, esses valores em dólares dos Estados Unidos foram convertidos a partir de valores em reais à taxa de R$2,0476 por US$1,00, a taxa de câmbio em 30 de dezembro de 2012. O real sofreu historicamente alta volatilidade. Não podemos garantir que os dólares dos Estados Unidos poderão ser convertidos em reais, ou que os reais poderão ser convertidos em dólares dos Estados Unidos, à taxa acima indicada ou a qualquer outra taxa. Em 19 de abril de 2013, a taxa de câmbio do real era de R$2,0075 por US$1,00. Veja a seção "– Taxas de Câmbio".

Algumas contas das demonstrações financeiras anteriores, apesar de não serem materiais em escala, foram reclassificadas com o propósito de comparação com as demonstrações financeiras referentes ao exercício encerrado em 31 de dezembro de 2012. Os erros de períodos anteriores não foram materiais ou intencionais. Apesar dos ajustes não serem materiais em escala, de forma individual ou agregada, a Companhia decidiu ajustar as contas comparativas de 2011 e 2010 para a apresentação das demonstrações financeiras de 2012, com o objetivo de manter a comparação ideal entre as contas. Nem o lucro líquido ou os ativos líquidos foram ajustados como resultado da reclassificação. Veja a nota 2.5 de nossas demonstrações financeiras consolidadas para maiores detalhes.

Dados Financeiros Selecionados Consolidados em IFRS

Dados Financeiros Consolidados em IFRS	Exercício findo em 31 de dezembro de				
	2012	2012	2011	2010	2009
	(em milhões de US$)(1)	(em milhões de R$, exceto por informações referentes a ação/ADS ou se indicado de outra forma)			
Dados da demonstração do resultado:					
Receita operacional líquida:					
Vendas de energia elétrica a consumidores finais	8.142	16.671	14.955	13.219	13.233
Receita do fornecimento no atacado a outras concessionárias e PROINFA	948	1.942	1.613	1.469	1.638
Receita de uso da rede de distribuição de eletricidade (TUSD)	1.082	2.216	1.978	1.658	1332
Receita de uso do sistema de concessão de transmissão	818	1.675	1.407	1.141	879
Receita de indenização de transmissão	94	192	-	-	-
Receitas de construção	797	1.631	1.541	1.341	1.291
Receita de transações na CCEE	209	427	269	133	137
Outras receitas operacionais	647	1.324	983	924	652
Imposto sobre as receitas e taxas regulatórias	(3.720)	(7.618)	(6.997)	(6.095)	(5.737)
Total das receitas operacionais líquidas	9.017	18.460	15.749	13.790	13.425
Custos e despesas operacionais:					
Energia elétrica comprada para revenda	(2.906)	(5.951)	(4.278)	(3.722)	(3.199)
Taxas para uso das redes básicas de transmissão	(494)	(1.011)	(830)	(729)	(853)
Depreciação e amortização	(489)	(1.001)	(983)	(927)	(904)
Pessoal	(665)	(1.361)	(1.249)	(1.212)	(1.318)
Gás comprado para revenda	(242)	(495)	(329)	(225)	(167)
Royalties pelo uso de recursos hídricos	(91)	(186)	(154)	(140)	(154)
Serviços terceirizados	(550)	(1.127)	(1.031)	(923)	(819)
Obrigações pós-aposentadoria	(65)	(134)	(124)	(107)	(150)
Materiais	(40)	(82)	(98)	(134)	(114)
Provisão para perdas operacionais	(382)	(782)	(257)	(138)	(124)
Participação nos lucros dos funcionários e diretores	(119)	(244)	(221)	(325)	(239)
Custos de construção	(796)	(1.630)	(1.529)	(1.328)	(1.410)
Outras despesas operacionais, líquidas	(310)	(634)	(362)	(321)	(316)
Total das despesas e custos operacionais	(7.149)	(14.638)	(11.445)	(10.231)	(9.767)
Participação em Subsidiárias	(1)	(3)	(1)	-	-
Ganho na diluição da participação em controladas em conjunto	129	264	-	-	-
Lucro operacional antes de Receita Financeira (despesas) e Impostos	1.996	4.083	4.303	3.559	3.658
Receitas (despesas) financeiras, líquidas	611	1.252	(970)	(753)	(326)
Lucro antes de impostos	2.607	5.335	3.333	2.806	3.332
Despesa de imposto de renda	(519)	(1.063)	(918)	(548)	(1.126)
Lucro anual	2.088	4.272	2.415	2.258	2.206
Participações em não controladas					(73)
Outro lucro (prejuízo) abrangente	1	3	6		
Resultado abrangente	2.089	4.275	2.421	2.258	2.133

O TEXTO NO IDIOMA ORIGINAL DESTE COMUNICADO É A VERSÃO OFICIAL AUTORIZADA. AS TRADUÇÕES SÃO DISPONIBILIZADAS APENAS COMO ADAPTAÇÃO E DEVEM SER COTEJADAS COM O TEXTO NO IDIOMA DE ORIGEM, QUE É A ÚNICA VERSÃO QUE TERÁ QUALQUER EFEITO LEGAL.

Dados Financeiros Consolidados em IFRS	**Exercício findo em 31 de dezembro de**				
	2012	**2012**	**2011**	**2010**	**2009**
	(em milhões de US$)(1)	**(em milhões de R$, exceto por informações referentes a ação/ADS ou se indicado de outra forma)**			
Lucro (prejuízo) básico: (2)					
Por ação ordinária	2.45	5.01	2.83	2.65	2.59
Por ação preferencial	2.45	5.01	2.83	2.65	2.59
Por ADS	2.45	5.01	2.83	2.65	2.59
Lucro (prejuízo) diluído: (2)					
Por ação ordinária	2.45	5.01	2.83	2.65	2.59
Por ação preferencial	2.45	5.01	2.83	2.65	2.59
Por ADS	2.45	5.01	2.83	2.65	2.59

	Exercício findo em 31 de dezembro de				
	2012	**2012**	**2011**	**2010**	**2009**
	(em milhões de US$)(1)	**(em milhões de R$, exceto por informações referentes a ação/ADS ou se indicado de outra forma)**			
Dados do balanço patrimonial:					
Ativo:					
Ativo circulante	5.856	11.990	8.532	8.086	8.617
Ativo imobilizado líquido	4.303	8.811	8.662	8.229	8.303
Ativos intangíveis	2.185	4.473	5.404	4.948	3.705
Ativos financeiros de concessões	5.453	11.166	9.086	7.672	5.508
Contas a receber do Governo Estadual de Minas Gerais	-	-	1.830	1.837	1.824
Outros ativos	2.116	4.333	3.495	2.702	2.337
Total do ativo	19.913	40.773	37.009	33.474	30.294
Passivo:					
Parcela circulante da dívida de longo prazo	3.470	7.106	7.821	2.203	6.659
Outros passivos circulantes	3.517	7.201	4.348	4.200	3.620
Total passivo circulante	6.987	14.307	12.169	6.403	10.279
Dívida de longo prazo	4.427	9.064	7.958	11.024	4.634
Benefícios empregatícios pós-aposentadoria – longo prazo	1.089	2.229	2.187	2.062	1.915
Outros passivos de longo prazo	1.528	3.129	2.950	2.509	2.301
Total passivos de longo prazo	7.010	14.422	13.095	15.595	8.850
Capital acionário	2.083	4.265	3.412	3.412	3.102
Reservas de capital	1.931	3.954	3.954	3.954	3.969
Reservas de lucro	1.395	2.856	3.293	2.874	3.177
Outras receitas acumuladas	471	965	1.081	1.211	1.343
Outros capitais acionários	2	4	5	25	(426)
Total de capital acionário	5.882	12.044	11.745	11.476	11.165
Total de obrigações e capital acionário	19.913	40.773	37.009	33.474	30.294

Outros dados:

Ações em circulação – básicas: (2)	**2012**	**2011**	**2010**	**2009**
Ordinárias	372.837.085	372.837.085	372.837.085	372.837.085
Preferenciais	480.181.143	480.181.143	480.181.143	480.181.143

Dividendos por ação (2)				
Ordinárias	R$2.50	R$1.52	R$1.40	R$1.09
Preferenciais	R$2.50	R$1.52	R$1.40	R$1.09
Dividendos por ADS (2)	R$2.50	R$1.52	R$1.40	R$1.09
Dividendos por ação (3)(2)				
Ordinárias	US$1.22	US$0.74	US$0.69	US$0.53
Preferenciais	US$1.22	US$0.74	US$0.69	US$0.53

Dividendos por ADS (3)(2)	US$1.22	US$0.74	US$0.69	US$0.53
Ações em circulação – diluídas: (2)				
Ordinárias	372.837.085	372.837.085	372.837.085	372.837.085
Preferenciais	480.181.143	480.181.143	480.181.143	480.81.143
Dividendos por ação diluída (2)				
Ordinárias	R$2.50	R$1.52	R$1.40	R$1.09
Preferenciais	R$2.50	R$1.52	R$1.40	R$1.09
Dividendos por ADS diluída (2)	R$2.50	R$1.52	R$1.40	R$1.09
Dividendos por ação diluída (3)(2)				
Ordinárias	US$1.22	US$0.74	US$0.69	US$0.53
Preferenciais	US$1.22	US$0.74	US$0.69	US$0.53
Dividendos por ADS diluída (3)(2)	US$1.22	US$0.74	US$0.69	US$0.53

(1) Convertido à taxa de câmbio de US$1.00 para R$2.0476, taxa de câmbio de 31 de dezembro de 2012. Veja "— Taxas de Câmbio"
(2) Números por ação foram ajustados para refletir os dividendos sobre as nossas ações em abril de 2012, e números por ADS foram ajustados para refletir os ajustes correspondentes em nossos ADS.
(3) Esta informação é apresentada em dólares dos Estados Unidos na taxa de câmbio em vigor ao final de cada ano.

Taxas de Câmbio

Em 4 de março de 2005, o Conselho Monetário Nacional (CMN) consolidou o mercado de câmbio comercial e o mercado de câmbio flutuante em um único mercado de câmbio. Tal regulamentação permite, ainda que sujeitas a certos procedimentos e disposições normativas específicas, a compra e venda de moeda estrangeira e a transferência internacional de reais por uma pessoa ou empresa estrangeira, sem limites quanto ao valor. Adicionalmente, todas as operações de câmbio devem ser realizadas por instituições financeiras autorizadas pelo Banco Central do Brasil (Banco Central do Brasil ou Banco Central) para operar em tal mercado.

A legislação brasileira dispõe que quando houver (i) um desequilíbrio significativo na balança de pagamentos, ou (ii) razões relevantes para se prever um desequilíbrio significativo na balança de pagamentos, restrições temporárias poderão ser impostas sobre as remessas de capital estrangeiro para o exterior. No passado, o Banco Central interveio ocasionalmente com a finalidade de controlar variações instáveis nas taxas de câmbio. Não podemos prever se o Banco Central ou o Governo Federal continuarão a permitir que o real flutue livremente ou se intervirá nas taxas de câmbio. O real poderá se desvalorizar ou valorizar substancialmente em relação ao dólar dos Estados Unidos e outras moedas no futuro. Flutuações das taxas de câmbio podem também afetar os valores em dólares dos Estados Unidos recebidos por detentores de ADSs de ações preferenciais ou de ADSs de ações ordinárias. Realizaremos quaisquer distribuições com relação às nossas ações preferenciais ou ações ordinárias em reais, e o depositário converterá essas distribuições em dólares dos Estados Unidos para pagamento aos detentores de ADSs de ações preferenciais ou de ADSs de ações ordinárias. Não podemos afirmar que tais medidas não serão aplicadas pelo governo brasileiro no futuro, o que poderia impedir o pagamento de distribuições para detentores de ADSs. Flutuações na taxa de câmbio também podem afetar o valor equivalente, em dólares dos Estados Unidos, ao preço em reais das ações preferenciais ou das ações ordinárias na bolsa de valores brasileira em que as mesmas são negociadas. Flutuações na taxa de câmbio também podem afetar nossos resultados operacionais. Para mais informações Veja a seção "Fatores de Risco – Riscos Relativos ao Brasil – A instabilidade da taxa de câmbio poderá afetar adversamente nosso negócio, resultados operacionais e situação financeira, bem como o preço de mercado de nossas ações, ADSs de ações preferenciais e ADSs de ações ordinárias".

A tabela abaixo apresenta, para os períodos indicados, as taxas de câmbio mínimas, máximas, médias e de encerramento de período do real, expressas em reais por US$1,00.

	Reais por US$1,00			
Mês	**Mínima**	**Máxima**	**Média**	**Encerramento do período**
Outubro de 2012	2,0210	2,0436	2,0297	2,0298
Novembro de 2012	2,0304	2,1118	2,0662	2,1118
Dezembro de 2012	2,0445	2,1141	2,0775	2,0476
Janeiro de 2013	1,9860	2,0478	2,0281	1,9875
Fevereiro de 2013	1,9564	1,9913	1,9729	1,9767
Março de 2013	1,9480	2,0210	1,9842	2,0210
Abril de 2013 [1]	1,9690	2,0235	1,9973	2,0075

(1) Em 19 de abril de 2013.

	Reais por US$1.00			
Exercício encerrado em 31 de dezembro de	**Mínima**	**Máxima**	**Média**	**Encerramento do período**
2008	1,5580	2,6190	1,8322	2,3130
2009	1,6995	2,4420	1,9976	1,7425
2010	1,6574	1,8885	1,7600	1,6631
2011	1,5375	1,8865	1,6723	1,8627
2012	1,6997	2,1141	1,9535	2,0476

Fonte: *U.S. Federal Reserve Board* (Banco Central dos Estados Unidos).

Fatores de Risco

O investidor deverá levar em consideração os riscos a seguir, bem como as demais informações contidas no presente relatório anual ao avaliar o investimento em nossa Companhia.

Riscos Relativos à CEMIG

O Poder Público pode intervir nas nossas concessões a fim de assegurar a adequação na prestação de serviços, o que pode afetar adversamente nossos resultados operacionais e financeiros.

O Poder Público pode intervir em concessões a fim de assegurar a prestação de serviços adequada, e/ou o fiel cumprimento de disposições contratuais, regulamentares e/ou legais, e também pode interferir nas operações ou regular receitas provenientes das operações em nossas instalações. Intervenção de autoridades públicas em nossas concessões, interferências em nossas operações ou regulação de receitas podem afetar adversamente nosso negócio, resultados das operações e condição financeira.

Não temos certeza da renovação de nossas concessões.

Conduzimos a maioria das nossas atividades de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica por meio de contratos de concessão, celebrados com o Governo Federal. A Constituição Brasileira exige que todas as concessões de serviços públicos sejam objeto de licitação. Em 1995, em um esforço para implementar esses dispositivos constitucionais, o Governo Federal instituiu certas leis e regulamentos, denominados coletivamente como Lei de Concessões, os quais regem os procedimentos de licitação do setor elétrico. De acordo com a Lei nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995, ou a Lei das Concessões, conforme alterada pela Lei Federal nº 10.848, de 15 de março de 2004, ou a Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico, mediante requerimento do concessionário, as concessões poderão ser prorrogadas pelo Governo Federal por até 20 (vinte) anos, não estando sujeitas a processo licitatório, desde que observados os requisitos mínimos pela concessionária e que a proposta seja aceita pelo Governo Federal.

Em 11 de setembro de 2012, o Governo brasileiro emitiu a Medida Provisória 579 ou MP 579, posteriormente convertida na Lei nº 12.783, que regula a prorrogação das concessões concedidas antes da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995. Nos termos da MP 579, essas concessões podem ser prorrogadas uma única vez, por até 30 anos, a critério do Poder Concedente. Em 4 de dezembro de 2012, a Companhia assinou o terceiro aditamento ao Contrato de Concessão de Transmissão 006/1997, prorrogou que a concessão por 30 anos nos termos da MP 579, de 1.° de janeiro de 2013. No entanto, a Companhia optou por não solicitar a prorrogação das concessões de geração que expiram no período de 2013 a 2017. Para as usinas que teriam uma primeira prorrogação antes da MP 579, o que inclui as de Jaguara, São Simão e Miranda, nós acreditamos que o Contrato de Concessão de Geração 007/1997 permite a prorrogação da concessão destas usinas por mais 20 anos, sem nenhuma condição adicional. Para os outros empreendimentos de geração das companhias com concessões que expiram no período de 2015 a 2017, o que inclui Três Marias, Salto Grande, Itutinga, Camargos, Piau, Gafanhoto, Peti, Tronqueiras, Joasal, Martins, Cajuru, Paciência, Marmelos, Sumidouro, Anil, Poquim, Dona Rita e Volta Grande - a Companhia optou, nos termos da MP 579, por não solicitar a prorrogação de suas concessões.

À luz do grau de discricionariedade conferido ao Governo Federal com relação a novos contratos de concessão, renovação de concessões existentes e de acordo com as disposições estabelecidas pela MP 579 para a renovação dos contratos de concessão de distribuição, geração e transmissão, não podemos garantir que novas concessões serão obtidas ou que nossas concessões atuais serão renovadas em termos tão favoráveis quanto aqueles atualmente em vigor. Veja a seção “Item 4. Informações sobre a Companhia – Concorrência – Concessões” e “Item 4. Informações sobre a Companhia - O Setor Elétrico Brasileiro — Concessões”. A não renovação de quaisquer de nossas concessões poderá afetar adversamente nosso negócio, resultados operacionais e situação financeira.

Podemos não ser capazes de concluir nosso programa de investimentos pretendido.

Nosso Estatuto estabelece que podemos utilizar até 40,0% de nosso LAJIDA (lucro antes dos juros, imposto de renda, depreciação e amortização), em cada exercício social, em investimentos de capital e aquisições. Nossa capacidade para implementar nosso programa de investimentos depende de diversos fatores, incluindo nossa capacidade de cobrar tarifas

adequadas por nossos serviços, nosso acesso ao mercado de capitais doméstico e internacional e uma gama de fatores operacionais e de outra natureza. Ademais, os planos de expansão de nossa capacidade de geração e transmissão estão sujeitos a processo licitatório regido pela Lei de Concessões. Não podemos garantir que teremos os recursos financeiros para concluir esse programa, o que poderá afetar nossos negócios, resultados operacionais e situação financeira.

A Aneel possui discricionariedade para estabelecer as tarifas que a Cemig Distribuição cobra dos consumidores. Tais tarifas são determinadas pela Aneel e destinam-se a preservar o equilíbrio econômico e financeiro dos contratos de concessão celebrados com a Aneel (atuando em nome do Governo Federal).

Os contratos de concessão e a legislação brasileira estabelecem um mecanismo de preços máximos que permite três tipos de reajustes de tarifas: (1) o reajuste anual; (2) a revisão periódica; e (3) a revisão extraordinária. O reajuste anual visa compensar a Companhia por variações em nossos custos que estão fora de nosso controle, como o custo da eletricidade para abastecer os consumidores, que são administrados pelo governo, e encargos de transmissão e distribuição de energia elétrica por meio de instalações de transmissão e distribuição de outras concessionárias. A cada cinco anos há uma revisão tarifária periódica que visa compensar a Companhia pelas mesmas variações em nossos custos consideradas para o reajuste anual, remunerando-nos pelos ativos que construímos durante o período de cinco anos e definindo um fator com base nos nossos ganhos de escala, que será considerado em nossos reajustes tarifários anuais. Se houver um imprevisto que altere significativamente o equilíbrio econômico e financeiro de nossa concessão, pode haver uma revisão extraordinária de nossas tarifas pela Aneel.

Em todas as três formas de reajustes, apesar da existência de regras e procedimentos preestabelecidos que devem ser seguidos pela Aneel e pela Companhia, a Aneel pode agir como julgar apropriado e oportuno em qualquer situação em benefício dos direitos dos consumidores. Assim, embora nossos contratos de concessão prevejam que devamos manter o equilíbrio econômico-financeiro, não podemos garantir que a Aneel estabelecerá tarifas que nos compensarão adequadamente com relação aos investimentos feitos ou que cobrirão integralmente os custos operacionais das concessionárias.

Interrupções das operações ou degradação da qualidade dos nossos serviços pode ter efeito adverso sobre nossos negócios, condição financeira e resultados operacionais.

A operação de complexas redes de transmissão de energia elétrica e sistemas envolvem diversos riscos, tais como dificuldades operacionais e interrupções inesperadas, causadas por eventos fora de nosso controle. Estes eventos incluem acidentes, quebras ou falhas de equipamentos ou procedimentos, desempenho abaixo dos níveis esperados de disponibilidade e eficiência dos equipamentos de transmissão e catástrofes como explosões, incêndios, fenômenos naturais, deslizamentos, sabotagem ou outros eventos semelhantes. Além disso, atos de agências governamentais responsáveis pela rede de energia elétrica, o ambiente, as operações e outras questões que afetam a transmissão de energia elétrica podem ter efeito adverso sobre o funcionamento e rentabilidade das operações de nossas linhas de transmissão.

Nossa cobertura de seguro pode não ser suficiente para cobrir integralmente os custos e/ou perdas que podemos incorrer como resultado de danos aos nossos ativos e/ou interrupções do serviço, o que poderia efeito adverso sobre nossos negócios, condição financeira e resultados das operações. Para mais informações sobre o nosso risco de cobertura de seguro, consulte "—O seguro contratado por nós pode não ser suficiente para compensar os danos."

As receitas geradas a partir de implantação, operação e manutenção de nossas instalações dependem da disponibilidade dos nossos serviços. Se os nossos serviços se tornarem indisponíveis, podemos estar sujeitos a reduções na Receita Anual Permitida (ou "RAP") associada aos nossos contratos de concessão, e podemos enfrentar certas penalidades, dependendo do tempo de duração da indisponibilidade do serviço. Portanto, interrupções em nossas linhas de transmissão e subestações podem causar um efeito material adverso sobre nossos negócios, condição financeira e resultados das operações.

Podemos incorrer em prejuízos relativos a processos judiciais pendentes.

Somos réus em diversos processos judiciais e administrativos de naturezas cível, administrativa, ambiental, tributária, trabalhista, regulatória, dentre outros. Esses processos envolvem uma ampla gama de questões e visam à obtenção de indenizações e reparações em dinheiro e obrigações de fazer. Vários litígios individuais respondem por uma parcela significativa do valor total dos processos movidos contra a nossa Companhia. Nossas demonstrações financeiras incluem provisões para contingências no valor total de R$468 milhões, em 31 de dezembro de 2012, das ações cuja expectativa de perda foi considerada mais provável que sim. Decisões desfavoráveis em nossos processos judiciais podem reduzir nossa liquidez e afetar negativamente nossos negócios, condição financeira ou resultados das operações. Na hipótese de as nossas provisões legais serem insuficientes, o pagamento dos processos em valor que exceda os valores provisionados poderá causar um efeito adverso nos nossos resultados operacionais e condição financeira.

As regras para a venda de energia elétrica e as condições de mercado podem afetar os preços de venda de energia.

De acordo com a legislação aplicável, nossas companhias de geração de energia não estão autorizadas a vender energia diretamente para nossas distribuidoras. Dessa forma, nossas companhias de geração de energia vendem a energia em um mercado regulamentado, através de leilões públicos realizados pela Aneel (o "Mercado Regulamentado", o "Ambiente de Contratação

Regulado - ACR" ou o "Pool") ou no Ambiente de Contratação Livre (o "ACL"). A legislação aplicável permite aos distribuidores que celebrarem contratos com as nossas companhias de geração de energia no âmbito do Ambiente de Contratação Regulado e a reduzir a quantidade de energia contratada em contratos de energia existentes em até 4% ao ano em relação ao valor do contrato original para o inteiro período do contrato, expondo nossas companhias de geração de energia ao risco de não conseguirem vender a energia assim descontratada a preços adequados.

Realizamos atividades de comercialização por meio de contratos de compra e venda de energia, principalmente no ACL, por meio de nossas companhias de geração e comercialização de energia. Os contratos firmados no ACL podem ser celebrados com outros agentes de geração, de comercialização e principalmente com os "Consumidores Livres", que são os consumidores com demanda igual ou superior a 3MW, os quais podem escolher seu fornecedor de energia. Alguns contratos com esse tipo de consumidor possibilitam ao mesmo comprar um maior ou menor volume de energia (de 5% em média) de nossas companhias em relação ao originalmente contratado, o que poderá acarretar um impacto prejudicial sobre nosso negócio, resultados operacionais e situação financeira. Outros contratos não permitem esse tipo de flexibilidade na compra de energia, mas o aumento da concorrência no Ambiente de Contratação Livre pode influenciar a ocorrência desse tipo de acordo em contratos de compra nesse ambiente de contratação.

Além dos Consumidores Livres, há uma classe de clientes denominada "Consumidores Especiais", que são aqueles com demanda contratada entre 500kW e 3MW. Os Consumidores Especiais são elegíveis para aderirem ao Ambiente de Contratação Livre desde que comprem energia de fontes alternativas incentivadas, como Pequenas Centrais Hidrelétricas, usinas a biomassa ou parques eólicos. Realizamos esses tipos de operações com Consumidores Especiais por meio de alguns de nossos próprios recursos energéticos localizados em algumas de nossas subsidiárias, mas a partir de 2009, aumentamos essas operações de energia alternativa e desenvolvemos uma carteira de contratos de compra para esse tipo de energia. Os termos desses acordos para a venda de energia a Consumidores Especiais têm certas flexibilidades com relação aos requisitos de nível de consumo que visam a atender as demandas dos Consumidores Especiais, associadas ao histórico do nível de consumo de energia do cliente. Grandes variações no preço de mercado de energia podem gerar posições de curto prazo que poderiam afetar negativamente os resultados de nossas operações e nossa condição financeira.

A falta de liquidez no mercado de negociação ou a volatilidade dos preços futuros devido a condições de mercado e/ou percepções de mercado podem afetar adversamente os resultados das nossas operações. Adicionalmente, caso não consigamos vender toda a nossa capacidade de geração nos termos de nossos contratos de compra, nos leilões regulados ou no ambiente de contratação livre, a capacidade não vendida será liquidada na CCEE a preços de liquidação de diferenças, ou PLD, que tendem a ser muito voláteis. Se isso ocorrer em períodos de baixos preços de liquidação, nossas receitas e resultados operacionais poderão ser afetados adversamente.

A introdução da Lei n º 12.783 trouxe algumas mudanças na organização do mercado brasileiro de energia e os impactos desse novo regulamento ainda não podem ser avaliados; no entanto, sua implementação pode ter efeito adverso nos nossos negócios e no resultado das nossas operações.

Requerimentos e restrições das agências ambientais poderão acarretar custos adicionais à nossa Companhia.

Nossas operações relacionadas à geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, bem como à distribuição de gás natural, estão sujeitas a diversas leis e regulamentos federais, estaduais e municipais e também a numerosas exigências atinentes à proteção da saúde e do meio ambiente. Atrasos ou indeferimentos de pedidos de licença por parte dos órgãos ambientais, bem como nossa eventual impossibilidade de cumprir os requisitos estabelecidos por esses órgãos, durante os processos de licenciamento ambiental podem resultar em custos adicionais, ou mesmo proibir ou comprometer, conforme o caso, a construção e manutenção desses projetos.

O não cumprimento da legislação e regulação ambiental, como construção e operação de uma instalação potencialmente poluidora sem licença ou autorização ambiental válida, poderá, além da obrigação de reparar quaisquer danos que possam ser causados, resultar na aplicação a nós de sanções criminais, civis e/ou administrativas. De acordo com a legislação Brasileira, penalidades criminais, como restrição de direitos, e até mesmo prisão, podem ser aplicadas a indivíduos (incluindo diretores de pessoas jurídicas), e penalidades como multas, restrição de direitos e serviços comunitários podem ser aplicados a pessoas jurídicas. Em relação a sanções administrativas, dependendo das circunstâncias, as autoridades ambientais podem: impor avisos ou multas, variando de R$50 mil a R$50 milhões; requerer suspensão parcial ou total das atividades; suspender ou restringir benefícios fiscais; cancelar ou suspender linhas de crédito de instituições financeiras governamentais; ou nos proibir de contratar com agências, empresas ou autoridades governamentais. Qualquer desses eventos pode afetar adversamente nossos negócios, resultado de operações e condição financeira.

Estamos sujeitos à legislação brasileira que exige pagamento de compensação caso nossas atividades tenham efeitos poluidores. De acordo com a legislação federal até 0,5% do montante total investido na implementação de um projeto que cause impacto ambiental significativo deve ser revertido para medidas compensatórias, em um montante que será definido segundo uma análise realizada caso a caso pelas autoridades ambientais, com base na extensão do impacto ambiental do projeto. Algumas disposições da legislação estadual estabelecem que as medidas de compensação devam ser adotadas com efeito retroativo a projetos concluídos antes da promulgação da legislação relevante. A natureza retroativa dessas disposições está sendo contestada

pelos algumas companhias e a matéria está sendo também discutida entre a SEMAD, a Procuradoria Geral do Estado – PGE e a Federação das Indústrias de Minas Gerais - FIEMG e não está claro se tais disposições serão aplicadas na prática. Neste momento, não é possível avaliar os efeitos de tal legislação para nós, mas essa legislação poderá fazer com que incorramos em custos adicionais, os quais podem afetar adversamente nossos negócios, resultados operacionais e condição financeira. Veja a seção “Item 4. Informações da Companhia - Questões Ambientais - Medidas Compensatórias”.

Ademais, as leis do Estado de Minas Gerais, onde a maior parte dos empreendimentos da CEMIG está localizada, exigem a constituição de uma Reserva Florestal Legal correspondente a 20% da área total da propriedade rural utilizada em nossos empreendimentos. Devido ao parecer da Secretaria Estadual de Desenvolvimento Econômico (SEDE) de que não caberia a aplicação da reserva legal em empreendimentos hidrelétricos e ao impacto do Novo Código Florestal Brasileiro sobre a legislação no Estado de Minas Gerais, esse assunto ainda não está definido. Tampouco houve qualquer definição final sobre a aplicação da reserva legal aos empreendimentos já em operação e aos futuros empreendimentos. Neste momento, não é possível avaliar os efeitos de tal legislação, mas ela poderia afetar adversamente nossos negócios, resultados operacionais e condição financeira. Veja “Item 4. Informações sobre a Companhia - Questões Ambientais - Reservas Florestais Legais”.

Por fim, a adoção ou implementação de novas leis e regulamentos de segurança, saúde e ambientais, novas interpretações de leis atuais, maior rigidez na aplicação das leis ambientais ou outros acontecimentos no futuro podem exigir que realizemos investimentos adicionais ou que incorramos em despesas operacionais adicionais a fim de manter nossas operações atuais, restringir nossas atividades de produção ou que adotemos outras ações que poderiam ter um efeito adverso sobre nossos negócios, resultados operacionais ou condição financeira.

Somos controlados pelo Governo Estadual, o qual poderá ter interesses diversos dos interesses dos investidores.

Na qualidade de acionista controlador, o governo do Estado de Minas Gerais exerce influência substancial sobre a orientação estratégica dos nossos negócios. O governo do Estado de Minas Gerais atualmente detém 51% das nossas ações ordinárias e, consequentemente, tem o direito à maioria dos votos nas deliberações tomadas em nossas assembleias gerais, podendo (i) eleger a maioria dos membros do nosso Conselho de Administração e (ii) determinar as matérias que exijam aprovação por *quorum* qualificado dos nossos acionistas, incluindo transações com partes relacionadas, reorganizações societárias e época de pagamento de quaisquer dividendos.

No passado, o Governo Estadual utilizou e poderá utilizar no futuro sua qualidade de acionista controlador para decidir se deveremos nos dedicar a certas atividades e efetuar certos investimentos destinados, principalmente, a promover seus objetivos políticos, econômicos ou sociais e não necessariamente para lograr o objetivo de melhoria dos nossos negócios e/ou resultados operacionais, o que poderá nos causar um efeito adverso relevante.

Atrasos na expansão de nossas instalações poderão aumentar significativamente nossos custos.

Atualmente nos dedicamos à construção de novas usinas hidrelétricas, eólicas, linhas de transmissão e subestações, bem como à avaliação de outros potenciais projetos de expansão. Nossa capacidade de concluir um projeto de expansão dentro do prazo e de determinado orçamento, sem efeitos econômicos adversos, está sujeita a vários riscos. Por exemplo:

- poderemos experenciar problemas diversos na fase de construção de um projeto de expansão (exemplos: paralisações de trabalho, condições geológicas imprevistas, incertezas políticas e ambientais, liquidez dos parceiros e contratados);
- poderemos nos defrontar com desafios regulatórios ou legais que protelem a data inicial de operação de um projeto de expansão;
- nossas instalações novas poderão não operar à capacidade designada ou os custos para sua operação poderão ser maiores do que o previsto;
- talvez não consigamos obter capital de giro adequado para financiar nossos projetos de expansão; e
- poderemos enfrentar questões ambientais e reivindicações da população durante a construção de usinas de geração, linhas de transmissão e subestações.

Caso enfrentemos esses problemas ou outros relacionados à expansão de nossa capacidade de geração ou transmissão, poderemos incorrer em aumento de custos, ou, talvez, não atingir a receita prevista relacionada a tais projetos de expansão.

A Aneel possui alguma discricionariedade para estabelecer as receitas anuais permitidas para nossas empresas de transmissão, e reajustes que resultem em redução dessas Receitas Anuais Permitidas poderiam ter um efeito negativo significativo sobre nossos resultados operacionais e condição financeira.

A RAP que recebemos por nossas empresas de transmissão são determinadas pela Aneel, levando em conta os termos dos contratos de concessão celebrados com a Aneel, em nome do Governo Federal. Os contratos de concessão e a lei preveem que as receitas das empresas de transmissão sejam decididas pela Aneel e sejam calculadas com base na disponibilidade de ativos (linhas e subestações) para o Sistema Interligado Nacional (SIN). Os contratos de concessão preveem dois mecanismos de ajuste das

receitas: (i) reajustes tarifários anuais; e (ii) a revisão tarifária periódica (RTP). O reajuste tarifário anual de nossas receitas de transmissão ocorre anualmente em junho e entra em vigor em julho do mesmo ano. Os reajustes tarifários anuais consideram as receitas permitidas dos projetos que entraram em operação, e as receitas do período anterior são corrigidas pelo Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA). A revisão tarifária periódica acontecia a cada quatro anos, mas a Lei n° 12.783 alterou o período de revisão tarifária para cinco anos. Nossa primeira revisão tarifária periódica ocorreu em julho de 2005 e a segunda, em julho de 2009. Durante a revisão tarifária periódica, os investimentos feitos pela concessionária no período e os custos operacionais da concessão são analisados pela Aneel, levando em conta apenas o investimento que ela considera prudente e os custos operacionais que ela avalia como tendo sido eficientes por meio de uma metodologia de benchmarking desenvolvida pela utilização de um modelo de eficiência com base na comparação de dados entre as várias empresas de transmissão no Brasil. Portanto, o mecanismo de revisão tarifária está sujeito, em certa medida, ao poder discricionário da Aneel, uma vez que pode deixar de incluir os investimentos feitos e pode reconhecer os custos operacionais como inferiores aos efetivamente incorridos, o que pode resultar em efeito adverso significativo sobre nossos negócios, resultados operacionais e condição financeira.

Como mencionado acima, nós estendemos as concessões de parte de nossas linhas de transmissão, nos termos da Lei n° 12.783, o que resultou no ajuste na RAP destas concessões, reduzindo a receita que receberemos das mesmas. O Governo Federal nos compensou pela redução da RAP de parte dessas concessões, mas os ativos em operação antes de 2000 ainda não foram compensados. De acordo com Lei n° 12.783, nós receberemos a compensação pela redução na RAP dos ativos em operação antes de 2000 no prazo de 30 anos, corrigida pelo IPCA.

Disputas trabalhistas, greves e/ou paralisações de trabalho poderão ter um impacto negativo sobre o nosso negócio.

Praticamente todos os nossos empregados estão abrangidos pela legislação trabalhista brasileira aplicável a empregados do setor privado. Celebramos acordos coletivos com sindicatos que representam a maioria de nossos empregados.

Figuramos no polo passivo em reclamações trabalhistas instauradas por nossos empregados que se referem, em sua grande maioria, à remuneração de hora extra e de adicional de periculosidade. Também somos parte em ações relacionadas à terceirização de serviços, ajuizadas pelos empregados de nossos contratantes e subcontratantes exigindo o pagamento de obrigações trabalhistas pendentes. Veja a seção “Item 8. Informações Financeiras - Processos Judiciais - Obrigações Trabalhistas e de Fundo de Pensão”.

Nas negociações para celebração do Acordo Coletivo de 2010, parte de nossos empregados entraram em greve por 20 dias. Durante as negociações de 2011 para a renovação do Acordo Coletivo de Trabalho (ACT), ocorreram 5 dias intermitentes de paralisação de nossos empregados. Durante as negociações de 2012 para a renovação do ACT, houve um dia de paralisação por 12% dos nossos funcionários. Em todos esses eventos, nosso Comitê de Emergência Operacional foi ativado e as greves e paralisações não afetaram o fornecimento de eletricidade aos nossos consumidores.

Nós não possuímos seguro contra perdas incorridas em decorrência de interrupções nos negócios causadas por ações trabalhistas. Na hipótese de greve, poderemos enfrentar uma perda imediata de receita. Disputas contratuais, greves, reclamações ou outros tipos de conflitos atinentes a nossos empregados ou a sindicatos que os representem, poderão causar efeito adverso sobre o nosso negócio, resultados operacionais ou condição financeira ou sobre nossa capacidade de manter níveis normais de serviço.

Estamos sujeitos a regras e limites aplicados a níveis de endividamento do setor público e a restrições sobre o uso de certos recursos que captamos, o que poderá nos impedir de obter financiamentos.

Na qualidade de companhia estatal, estamos sujeitos a regras e limites atinentes ao nível de crédito aplicável ao setor público emitidos pelo CMN e pelo Banco Central. Essas regras fixam certos parâmetros e condições para que as instituições financeiras possam oferecer crédito a companhias do setor público. Desta forma, se não atendermos a essas condições e parâmetros, poderemos enfrentar dificuldade para obter financiamentos de instituições financeiras brasileiras, o que poderá criar dificuldades na implementação de nosso plano de investimento. A legislação brasileira também estabelece que uma companhia controlada pelo Estado, de modo geral, apenas pode utilizar os recursos decorrentes de transações externas com bancos comerciais (dívidas, incluindo títulos) para refinanciar obrigações financeiras. Como resultado dessas regras, nossa capacidade de endividamento fica limitada, o que poderá afetar negativamente a implementação do nosso plano de investimento.

Estamos sujeitos a uma extensa e incerta legislação e regulamentação governamental e eventuais alterações podem causar um impacto adverso relevante sobre nossos negócios, resultados operacionais e condição financeira.

O Governo Federal vem implementando políticas que têm impacto de longo alcance sobre o setor energético brasileiro, em particular, o setor elétrico. Como parte da reestruturação do setor a Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico, introduziu uma nova estrutura regulatória para o setor elétrico brasileiro.

Essa estrutura regulatória sofreu várias alterações nos últimos anos, sendo a mais recente a MP 579, que rege a prorrogação das concessões concedidas pela Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995. Nos termos dessa lei, essas concessões podem ser prorrogadas uma única vez, por até 30 anos, a critério da autoridade concedente.

A constitucionalidade da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico está sendo atualmente contestada no Supremo Tribunal Federal (STF). Na data deste relatório, o STF ainda não havia proferido a decisão definitiva, estando, portanto, a Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico em pleno vigor e efeito. Caso a Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico seja considerada inconstitucional pelo Supremo Tribunal Federal, o arcabouço regulatório introduzido pela Lei poderá deixar de vigorar, fato que gerará incerteza sobre como e em que caso o Governo Federal conseguirá introduzir alterações no setor energético. Dessa forma, qualquer decisão pela constitucionalidade do Novo Modelo do Setor Elétrico poderá fazer com que soframos efeito adverso relevante em nossas atividades, resultados operacionais e situação financeira.

Além disso, não podemos garantir que novas concessões serão obtidas ou que nossas atuais concessões serão renovadas em termos tão favoráveis quanto os atualmente em vigor.

Há restrições contratuais à nossa capacidade de endividamento.

Estamos sujeitos a certas restrições sobre nossa capacidade de endividamento em função de obrigações previstas em nossos contratos de empréstimo. Na hipótese de descumprimento por parte da nossa Companhia de quaisquer dessas obrigações contidas em nossos contratos de empréstimo, a totalidade do valor do principal, juros futuros e quaisquer multas devidas nos termos dos referidos contratos poderão tornar-se imediatamente devidos e exigíveis. Em 2010, 2011 e 2012, estivemos algumas vezes em descumprimento de nossas obrigações previstas em nossos contratos de empréstimo, mas fomos capazes de obter renúncias de nossos credores em relação a tais descumprimentos. Em 2012, em particular, os índices que deram origem à renúncia do ItaúBBA eram preliminares e os índices reais não foram compatíveis com a renúncia obtida. Como outra renúncia não foi obtida antes de 31 de dezembro de 2012, não somente o empréstimo, mas outras dívidas na condição de inadimplemento cruzado (*cross default)* tiveram que ser reconhecidas como passivo circulante. O montante transferido para o passivo circulante como resultado do descumprimento de índices financeiros foi de R$1.206 milhões. Esperamos obter a renúncia do ItaúBBA em maio de 2013. Apesar de termos tido sucesso em obter renúncias, nenhuma garantia pode ser dada de que seremos bem-sucedidos em obtê-las no futuro. O vencimento antecipado de nossas obrigações poderá prejudicar nossa situação financeira, especialmente devido às disposições sobre *cross default* contidas em diversos de nossos contratos de empréstimo e de financiamento. A existência de limitações sobre nosso endividamento poderá nos impedir de celebrar novos contratos para financiamento de nossas operações ou para refinanciamento de nossas obrigações existentes, o que poderá afetar adversamente nosso negócio, resultados operacionais e situação financeira.

Operamos sem apólices de seguro contra catástrofes e responsabilidade civil de terceiros.

Exceto para o ramo Aeronáutico, não possuímos seguro de responsabilidade civil que cubra acidentes e não solicitamos propostas relativas a este tipo de seguro. Ademais, não solicitamos proposta, tampouco contratarmos, cobertura de seguro contra catástrofes que possam afetar nossas instalações, tais como terremotos e inundações, nem contra risco de paralisação dos negócios ou falhas operacionais do sistema. Acidentes ou eventos catastróficos poderão afetar significativa e adversamente nossos negócios, resultados operacionais ou situação financeira. Veja a seção “Item 10. Informações Adicionais – Seguros”.

Os seguros contratados pela Companhia podem ser insuficientes para ressarcir eventuais danos.

Mantemos apenas seguro contra incêndio, para riscos que envolvem nossas aeronaves e helicópteros, e riscos operacionais, tais como danos em equipamentos, além daqueles tipos de cobertura de seguro exigidos por lei, incluindo seguro de transporte de bens pertencentes a nós.

Não podemos garantir que nossas apólices de seguros serão suficientes para cobrir integralmente quaisquer responsabilidades incorridas de fato no curso de seus negócios ou que essas apólices continuarão disponíveis no futuro. A ocorrência de sinistros que ultrapassem o valor segurado ou que não sejam cobertos pelos seguros contratados poderá nos gerar custos adicionais inesperados e significativos, que poderão resultar em efeito adverso em nossos negócios, resultados operacionais e condição financeira.

O nível de inadimplemento dos nossos consumidores poderá prejudicar nosso negócio, resultados operacionais e situação financeira.

Em 31 de dezembro de 2012, a totalidade dos nossos recebíveis vencidos devidos por consumidores finais era de aproximadamente R$1,324 milhão, correspondentes 7,17% da nossa receita líquida em 2012, e nossa provisão para devedores duvidosos era de R$723 milhões. Aproximadamente 12,54% do total dos recebíveis eram devidos por companhias do setor público. Podemos ser incapazes de cobrar valores devidos por diversos municípios e demais consumidores em mora. Caso tais dívidas não sejam total ou parcialmente liquidadas, sofreremos um impacto adverso sobre nosso negócio, resultados operacionais e situação financeira. Adicionalmente, o montante de dívidas em atraso de nossos consumidores que vier a superar a provisão para devedores duvidosos, por nós constituída, poderá causar um efeito adverso em nossos negócios, resultados operacionais e condição financeira.

Temos responsabilidade objetiva por quaisquer danos decorrentes da prestação inadequada de serviços elétricos.

Nos termos da legislação brasileira, temos responsabilidade objetiva pelos danos diretos e indiretos resultantes da prestação inadequada de serviços de transmissão e distribuição de energia elétrica. Ademais, os danos causados a consumidores finais em decorrência de interrupções ou distúrbios do sistema de geração, transmissão ou distribuição, nos casos em que essas interrupções ou distúrbios não são atribuídos a um membro identificável do Operador Nacional do Sistema (ou ONS), ou ao ONS propriamente dito, são compartilhados entre companhias de geração, distribuição e transmissão. Até que um responsável final seja definido, a responsabilidade por tais danos será compartilhada na proporção de 35,7% para os agentes de distribuição, 28,6% para os agentes de transmissão e 35,7% para os agentes de geração. Essas proporções são determinadas pelo número de votos que cada classe de concessionárias de energia tem direito nas assembleias gerais do ONS e, portanto, podem ser alteradas no futuro. Dessa forma, nosso negócio, resultados operacionais e situação financeira podem ser adversamente afetados por quaisquer desses danos.

Podemos ser penalizados pela Aneel em função do descumprimento dos nossos contratos de concessão, e/ou autorizações concedidas a nós, o que poderá resultar em multas, outras penalidades e, dependendo da gravidade do descumprimento, encampação dos contratos de concessão ou revogação das autorizações.

Realizamos nossas atividades de geração, transmissão e distribuição nos termos de contratos de concessão, celebrados com o Governo Federal por intermédio da Aneel e/ou nos termos das autorizações concedidas às companhias do grupo CEMIG, conforme o caso. A Aneel poderá nos impor penalidades caso deixemos de observar qualquer disposição dos contratos de concessão, inclusive aquelas relativas à observância dos padrões de qualidade estabelecidos. Dependendo da gravidade da inobservância, essas penalidades poderão incluir:

- multas por quebra contratual de até 2,0% das receitas da concessionária no exercício encerrado imediatamente anterior à data do inadimplemento contratual;
- liminares atinentes à construção de novas instalações e equipamentos;
- restrições à operação das instalações e equipamentos existentes;
- suspensão temporária no que tange à participação em processos licitatórios para outorga de novas concessões por um período de até dois anos;
- intervenção pela Aneel na administração da concessionária infratora; e
- revogação da concessão.

Ademais, o Governo Federal tem poderes para revogar qualquer uma de nossas concessões ou autorizações antes do encerramento do prazo da concessão, no caso de falência ou dissolução, ou por meio de encampação, por razões de interesse público.

Adicionalmente, atrasos na implementação e construção de novos projetos de energia podem ainda resultar na imposição de penalidades regulatórias por parte da Aneel, que, de acordo com a Resolução da Aneel No. 63, de 12 de maio de 2004, poderão consistir desde notificações ao vencimento antecipado de tais concessões ou autorizações.

A Aneel poderá impor multas e até mesmo revogar nossas concessões ou autorizações na hipótese de violação dos contratos de concessão ou das autorizações. Qualquer indenização que venhamos a receber quando da rescisão do contrato de concessão e/ou da revogação das autorizações poderá não ser suficiente para compensar o valor integral de certos investimentos. Se quaisquer dos contratos de concessão forem rescindidos por nossa culpa, o valor efetivo da indenização poderá ser reduzido em função de multas ou outras penalidades. A rescisão de nossos contratos de concessão ou a imposição de penalidades poderá afetar adversamente nosso negócio, resultados operacionais e situação financeira.

Nossa capacidade de distribuir dividendos está sujeita a limitações.

O fato de o investidor receber ou não dividendos depende de nossa situação financeira nos permitir ou não distribuir dividendos nos termos da legislação brasileira, e da determinação, por parte de nossos acionistas, seguindo a recomendação de nosso Conselho de Administração, atuando discricionariamente, de suspender a distribuição de dividendos em razão de nossa situação financeira acima do valor da distribuição obrigatória exigida nos termos de nosso estatuto social, no caso das ações preferenciais.

Pelo fato de sermos uma companhia *holding* que não exerce operações geradoras de receita que não as de nossas subsidiárias operacionais, somente poderemos distribuir dividendos a acionistas se a CEMIG receber dividendos ou outras distribuições em espécie de suas subsidiárias operacionais. Os dividendos que nossas subsidiárias podem distribuir dependem de nossas subsidiárias gerarem os lucros suficientes em determinado exercício social. Os dividendos poderão ser provenientes do resultado do exercício, lucros acumulados de exercícios anteriores ou de reservas de lucros. Esses dividendos são calculados e pagos de acordo com a Lei N° 11.638 (que emendou várias disposições da Lei N° 6.404/76) ou a Lei Brasileira das Sociedades por Ações e com as disposições constantes do estatuto social de cada uma de nossas subsidiárias reguladas.

Necessitaremos de recursos no curto prazo para financiar nossas aquisições atuais e previstas.

Necessitaremos de recursos no curto prazo para financiar nossas atuais e futuras aquisições e investimentos. Entretanto, não podemos garantir que seremos capazes de obter tais fundos tempestivamente e nos montantes necessários ou a taxas competitivas, ou que teremos, de outra forma, recursos próprios para financiar o investimento e as nossas aquisições. Se não formos capazes de captar recursos conforme planejado, poderemos não ser capazes de satisfazer nossos compromissos de aquisição e nosso programa de investimento poderá sofrer atrasos ou mudanças significativas, o que poderia prejudicar nosso negócio, condição financeira ou perspectivas futuras.

Os acionistas estrangeiros poderão não ser capazes de executar sentenças contras nossos conselheiros ou diretores.

Todos os nossos conselheiros e diretores indicados neste relatório anual residem no Brasil. Substancialmente todos os nossos ativos, bem como os bens dessas pessoas, estão localizados no Brasil. Em decorrência de tal fato, talvez não seja possível aos acionistas estrangeiros citar essas pessoas nos Estados Unidos ou em outras jurisdições fora do Brasil, penhorar seus bens ou executar contra elas ou nossa Companhia, nos tribunais dos Estados Unidos ou nos tribunais de outras jurisdições fora do Brasil, sentenças proferidas com base nas disposições de responsabilidade civil das leis de valores mobiliários dos Estados Unidos ou das respectivas leis de outras jurisdições. Veja a seção “Item 10. Informações Adicionais – Dificuldades em Impor Responsabilidade Civil a Pessoas que não sejam Norte-Americanas”.

Riscos Relativos ao Brasil

O Governo Federal exerce influência significativa sobre a economia brasileira. As condições políticas e econômicas podem causar impacto direto sobre o nosso negócio.

O Governo Federal intervém com frequência na economia do país e ocasionalmente realiza mudanças significativas na política monetária, fiscal e regulatória. Nossos negócios, resultados operacionais ou situação financeira poderão ser afetados adversamente por alterações das políticas governamentais, bem como por:

- flutuações da taxa de câmbio;
- inflação;
- instabilidade de preços;
- variações das taxas de juros;
- política fiscal;
- demais acontecimentos políticos, diplomáticos, sociais e econômicos que venham a afetar o Brasil ou os mercados internacionais;
- controle de fluxo de capitais; e/ou
- limites ao comércio internacional.

As medidas do Governo Federal para manter a estabilidade econômica, bem como a especulação acerca de quaisquer atos futuros do governo brasileiro, poderão gerar incertezas na economia brasileira e aumentar a volatilidade do mercado de capitais doméstico, afetando adversamente nosso negócio, resultados operacionais ou situação financeira. Caso as situações política e econômica se deteriorem, poderemos enfrentar aumento de custos.

No início de 2011, tomou posse a nova Presidente do Brasil. A Presidente possui poderes consideráveis para determinar as políticas e ações governamentais relacionadas à economia brasileira e incertezas em relação a eventuais crises políticas podem contribuir para a instabilidade econômica. Isso pode aumentar a volatilidade do mercado dos títulos brasileiro e podem ter efeito adverso na economia brasileira e nos nossos negócios, resultados operacionais e condição financeira. Não é possível prever se o Governo atual ou quaisquer governos sucessores terão um efeito adverso sobre a economia brasileira e, consequentemente, sobre os nossos negócios.

A inflação e certas medidas governamentais destinadas a controlá-la poderão contribuir significativamente para a incerteza econômica no Brasil, podendo prejudicar nosso negócio e o valor de mercado de nossas ações, ADSs de ações preferenciais e ADSs de ações ordinárias.

No passado, o Brasil experimentou altíssimas taxas de inflação. A inflação e algumas das medidas tomadas pelo Governo Federal na tentativa de combatê-la afetariam de forma negativa e significativa a economia brasileira. Desde a introdução do real, em 1994, a taxa de inflação no Brasil tem permanecido bem abaixo das verificadas em períodos anteriores. De acordo com o IPCA as taxas de inflação anuais brasileiras em 2010, 2011 e 2012 foram 5,9%, 6,5% e 5,5%, respectivamente. Não se pode garantir que a inflação permanecerá nestes níveis.

Medidas futuras a serem tomadas pelo Governo Federal, incluindo aumentos da taxa de juros, intervenção no mercado de câmbio e ações visando ajustar o valor do real, poderão acarretar aumentos da inflação e, por conseguinte, ter impactos econômicos adversos sobre nosso negócio, resultados operacionais e situação financeira. Caso o Brasil experimente inflação alta no futuro, talvez não consigamos ajustar as tarifas que cobramos de nossos clientes visando a compensar os efeitos da inflação sobre nossa estrutura de custo.

Praticamente a totalidade de nossas despesas operacionais de caixa é denominada em reais e tende a aumentar com a taxa de inflação vigente no Brasil. As pressões inflacionárias também poderão restringir nossa capacidade de acesso a mercados financeiros estrangeiros ou poderão levar ao aumento da intervenção do governo na economia, inclusive com a introdução de políticas governamentais que poderiam prejudicar nosso negócio, resultados operacionais e situação financeira ou afetar de maneira adversa o valor de mercado de nossas ações e, em consequência, de nossas ADSs de ações preferenciais e ADSs de ações ordinárias.

A instabilidade da taxa de câmbio poderá afetar adversamente nosso negócio, resultados operacionais e situação financeira, bem como o preço de mercado de nossas ações, ADSs de ações preferenciais e ADSs de ações ordinárias.

A moeda brasileira desvalorizou-se periodicamente nas últimas quatro décadas. Ao longo deste período, o Governo Federal implementou vários planos econômicos e utilizou várias políticas cambiais, incluindo desvalorizações súbitas, minidesvalorizações periódicas durante as quais a frequência de ajustes variou de diária a mensal, sistemas de taxa de câmbio flutuante, controles de câmbio e dois mercados distintos de câmbio. Embora os períodos prolongados de desvalorização da moeda brasileira em geral tenham correlação com a taxa de inflação no Brasil, a desvalorização ao longo de períodos mais curtos resultou em flutuações significativas da taxa de câmbio entre a moeda brasileira e o dólar dos Estados Unidos e moedas de outros países.

Em 2012, o real desvalorizou 9,93% frente ao dólar dos Estados Unidos. Considerando a volatilidade que a economia global está enfrentando, não pode ser dada nenhuma garantia de que o real não continuará se desvalorizando em relação ao dólar dos Estados Unidos. Em 31 de dezembro de 2012, a relação da taxa de câmbio de compra do dólar dos Estados Unidos em relação ao real era de R$2,0476 para US$1,00. Veja a seção "Item 3 Informações Relevantes — Taxas de Câmbio".

Em 31 de dezembro de 2012, aproximadamente 3,27% do total de nosso endividamento decorrente de empréstimos, financiamentos e debêntures estava denominado em moedas que não o real (92,61% destes denominados em dólares dos Estados Unidos). Se o real se desvalorizar frente ao dólar dos Estados Unidos, nossas despesas financeiras relacionadas aumentarão e nossos resultados operacionais e condição financeira poderão ser adversamente afetados. Registramos ganhos em moeda estrangeira de R$13 milhões em 2010, perdas em moeda estrangeira de R$19 milhões em 2011 e perdas em moeda estrangeira de R$38 milhões em 2012. Nós também celebramos alguns contratos de compra de energia denominados em dólar. Não podemos garantir que instrumentos derivativos e os recursos oriundos de nossos contratos de compra denominados em dólar serão suficientes para evitar um efeito adverso em nossos negócios, resultados operacionais e condição financeira em caso de flutuações de taxa de câmbio desfavoráveis. Veja a seção "Item 11. – Divulgações Quantitativas e Qualitativas sobre Riscos de Mercado – Risco Cambial" para obter informações sobre nossa política de *hedge* de risco de taxa de câmbio.

Alterações nas condições econômicas e de mercado em outros países, em especial nos países da América Latina e nos países de mercado emergente, poderão afetar adversamente nosso negócio, resultados operacionais e situação financeira, bem como o preço de mercado de nossas ações, ADSs de Ações Preferenciais e ADSs de Ações Ordinárias.

O valor de mercado dos valores mobiliários de companhias brasileiras é afetado, em graus variáveis, por condições econômicas e de mercado existentes em outros países, incluindo outros países latino-americanos e países de mercado emergente. Embora as condições econômicas de tais países possam diferir significativamente das condições econômicas do Brasil, as reações dos investidor*es a* acontecimentos nestes países poderão ter efeito adverso sobre o valor de mercado dos valores mobiliários de emissores brasileiros. Crises em outros países de mercado emergente poderão diminuir o interesse de investidores nos valores mobiliários de emissores brasileiros, inclusive de nossa companhia. Isso poderia tornar mais difícil nosso acesso no futuro, aos mercados de capitais e o financiamento de nossas operações em termos aceitáveis ou mesmo em quaisquer termos. Em função das características do setor elétrico brasileiro (o qual exige investimentos significativos em ativos operacionais) e em função de nossas necessidades de financiamento, se o acesso aos mercados de capitais e financeiros for restringido, poderemos enfrentar dificuldades para concluir nosso plano de investimento e para renegociar nossas obrigações, o que poderá afetar adversamente nosso negócio, resultados operacionais e situação financeira.

Instabilidades econômicas e políticas no Brasil poderão nos afetar.

Periodicamente, acusações de condutas antiéticas ou ilegais são feitas contra membros do governo Brasileiro, incluindo legisladores e/ou membros de partidos. Novas alegações acerca de condutas antiéticas ou ilegais poderão ser feitas com relação a pessoas do governo brasileiro poderão ser feitas a qualquer tempo, incluindo legisladores e/ou representantes partidários. Caso tais eventos resultem em uma imagem negativa do Brasil entre os investidores, o valor de negociação de nossas ações, das ADSs de ações preferenciais e das ADSs de ações ordinárias poderia ser reduzido, prejudicando nosso acesso aos mercados internacionais. Adicionalmente, qualquer instabilidade política resultante de tais eventos poderia fazer com que reavaliássemos nossas estratégias, caso a economia brasileira viesse a ser afetada.

Riscos Relativos às Ações Preferenciais, Ações Ordinárias, ADSs de Ações Preferenciais e ADSs de Ações Ordinárias

As ações preferenciais e ADSs de ações preferenciais geralmente não têm direito a voto e as ADSs de ações ordinárias só podem votar por procuração, por meio do envio de instrução de voto ao depositário.

De acordo com a Lei Brasileira das Sociedades por Ações e nosso Estatuto Social, os detentores de nossas ações preferenciais e, por consequência, de nossas ADSs representativas de ações preferenciais não têm direito de voto em nossas assembleias gerais, exceto em circunstâncias muito limitadas. Os detentores de nossas ADSs de ações preferenciais poderão também enfrentar dificuldades para exercer certos direitos, incluindo o direito limitado de voto. Os detentores de nossas ADSs representando ações ordinárias não estão habilitados a votar em nossas assembleias gerais de acionistas, exceto por procuração por meio do envio de instrução de voto ao depositário. Em algumas circunstâncias onde não haja tempo hábil para o envio do formulário com instruções de voto ou em caso de omissão no envio da instrução de voto ao depositário, os detentores de nossas ADSs de ações preferenciais e ADSs de ações ordinárias poderão não ser capazes de votar mediante instruções ao depositário.

Controles e restrições cambiais sobre remessas ao exterior poderão prejudicar detentores de ADSs de ações preferenciais e ADSs de ações ordinárias.

O investidor poderá ser afetado adversamente pela imposição de restrições à remessa a investidores estrangeiros dos recursos gerados por seus investimentos no Brasil, assim como à conversão de reais em moedas estrangeiras. Restrições como essa prejudicariam ou impediriam a conversão de dividendos, distribuições ou produto de qualquer venda de ações preferenciais ou ordinárias de reais em dólares dos Estados Unidos. Não podemos garantir que o Governo Federal do Brasil não tomará medidas similares no futuro. Veja a seção “Item 3. Informações Relevantes - Taxas de Câmbio”.

Mudanças nas leis tributárias brasileiras podem causar um impacto adverso nos tributos aplicáveis à venda de nossas ações, ADSs de ações preferenciais ou ADSs de ações ordinárias.

A Lei nº 10.833, de 29 de dezembro de 2003, determina que a venda de ativos localizados no Brasil por um não residente a um residente no Brasil ou a um não residente está sujeita à tributação no Brasil, independente de esta venda ocorrer fora ou dentro do Brasil. Esta disposição resulta na imposição de imposto de renda sobre os ganhos advindos da venda de nossas ações preferenciais e ações ordinárias por um não residente no Brasil a outro não residente no Brasil. Não há uma diretiva clara relativa à aplicação da Lei nº 10.833 e, desta forma, somos incapazes de prever se os tribunais brasileiros poderão decidir que ela se aplica a vendas de nossas ADSs de ações preferenciais e ADSs de ações ordinárias entre não residentes no Brasil. Entretanto, na ocorrência da venda de ativos ser interpretada de modo a incluir uma venda de nossas ADSs de ações preferenciais e ADSs de ações ordinárias, essa lei tributária resultaria, consequentemente, na imposição de imposto de renda na fonte nas vendas de nossas ADSs de ações preferenciais e ADSs de ações ordinárias por um não residente no Brasil a outro não residente no Brasil.

Permutar ADSs de ações preferenciais ou ADSs de ações ordinárias por ações que lhe são subjacentes poderá ter consequências desfavoráveis.

O custodiante brasileiro das ações preferenciais e ações ordinárias deverá obter certificado de registro eletrônico de capital estrangeiro do Banco Central para remeter dólares dos Estados Unidos do Brasil a outros países para pagamentos de dividendos, quaisquer outras distribuições em moeda ou quando da alienação das ações para remeter o produto da venda a ela relacionada. Se o investidor decidir permutar suas ADSs de ações preferenciais ou ADSs de ações ordinárias pelas ações que lhe são subjacentes, ele terá direito de continuar a se basear, pelo prazo de cinco dias úteis a contar da data da permuta, do certificado de registro eletrônico do banco depositário, de modo a receber quaisquer recursos distribuídos com relação às ações. Subsequentemente, o investidor talvez não seja capaz de obter e remeter dólares dos Estados Unidos ao exterior quando da alienação das ações ou distribuições atinentes às ações, a menos que obtenha seu próprio certificado de registro nos termos da Resolução CMN nº 2.689, de 26 de janeiro de 2000, a qual permite a investidores estrangeiros realizar operações de compra e venda nas bolsas de valores brasileiras. Caso o investidor não obtenha tal certificado, ficará sujeito a tratamento fiscal menos favorável sobre ganhos em relação às ações preferenciais ou ações ordinárias. Se o investidor tentar obter seu próprio certificado de registro, ele poderá incorrer em despesas ou sofrer atrasos significativos no processo de requerimento. A obtenção de certificado de registro envolve burocracia significativa, incluindo o preenchimento e apresentação de vários formulários eletrônicos perante o Banco Central e a Comissão de Valores Mobiliários (CVM). A fim de concluir esse processo, o investidor usualmente necessitará contratar um consultor ou advogado que tenha experiência em normas do Banco Central e da CVM. Qualquer atraso na obtenção desse certificado poderá causar impacto desfavorável sobre a capacidade do investidor de receber dividendos ou distribuições destinados às ações preferenciais ou ações ordinárias no exterior ou de receber repatriamento de seu capital tempestivamente. Se o investidor decidir permutar novamente suas ações preferenciais ou ações ordinárias por ADSs de ações preferenciais ou ADSs de ações ordinárias, respectivamente, uma vez que tenha registrado seu investimento em ações preferenciais ou ações ordinárias, ele poderá depositar suas ações preferenciais ou ações ordinárias no custodiante e tomar por base o certificado de registro do banco depositário, observadas certas condições. Veja a seção “Item 10. Informações Adicionais – Tributação – Considerações sobre Impostos no Brasil”.

Não podemos garantir que o certificado de registro do banco depositário ou qualquer certificado de registro de capital estrangeiro obtido pelo investidor não virá a ser afetado por futuras mudanças legislativas ou regulatórias, nem que restrições

adicionais brasileiras aplicáveis ao investidor, à alienação das ações preferenciais subjacentes ou à repatriação do produto da alienação não serão impostas no futuro.

A relativa volatilidade e falta de liquidez dos mercados de valores mobiliários brasileiros poderão prejudicar nossos acionistas.

Investir em valores mobiliários da América Latina, tais como as ações preferenciais e ordinárias, as ADSs de ações preferenciais ou as ADSs de ações ordinárias, envolve grau de risco mais elevado do que investimento em valores mobiliários de emissores de países com um cenário político e econômico mais estável, sendo esses investimentos, de modo geral, considerados de natureza especulativa. Esses investimentos estão sujeitos a certos riscos econômicos e políticos, tais como, entre outros:

- mudanças dos cenários normativo, fiscal, econômico e político que possam afetar a capacidade de investidores de receber pagamento, no todo ou em parte, relacionado a seus investimentos; e

- restrições a investimento estrangeiro e repatriação de capital investido.

O mercado de valores mobiliários brasileiro é significativamente menor, menos líquido, mais concentrado e mais volátil do que os principais mercados de valores mobiliários dos Estados Unidos. Isso poderá limitar substancialmente a capacidade do investidor de vender as ações subjacentes a suas ADSs de ações preferenciais e ADSs de ações ordinárias pelo preço e no prazo que deseja. Em 2012, a Bolsa de Valores de São Paulo (BM&FBovespa - *Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros*), ou BM&FBovespa, a única bolsa de valores do Brasil em que ações são negociadas, teve capitalização média no ano de aproximadamente R$2,52 trilhões em 31 de dezembro de 2012 e média diária de volume de negociações de aproximadamente R$7,2 bilhões. Comparativamente, as companhias operacionais listadas na Bolsa de Valores de Nova Iorque (New York Stock Exchange Inc., ou, NYSE), tiveram uma capitalização de aproximadamente U$19,9 trilhões em 31 de dezembro de 2012 e uma média de volume de negociação diária de aproximadamente U$98,1 bilhões em 2012.

Os acionistas poderão receber pagamentos reduzidos de dividendos, caso nosso lucro líquido não alcance certos níveis.

Nos termos de nosso Estatuto Social, devemos pagar aos nossos acionistas dividendos anuais obrigatórios equivalentes a, pelo menos, 50% de nosso lucro líquido do exercício social anterior, com base em nossas demonstrações financeiras elaboradas em conformidade as IFRS e também de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil, tendo os detentores de ações preferenciais prioridade no seu pagamento. O nosso Estatuto Social também dispõe que o dividendo anual mínimo e obrigatório que devemos pagar a detentores de nossas ações preferenciais deve ser equivalente a, pelo menos, 10% do valor nominal de nossas ações ou 3% do valor das nossas ações, o que for maior, caso esse valor seja maior que o pagamento baseado em 50% do nosso lucro líquido. Caso não apresentemos lucro líquido ou nosso lucro líquido seja insuficiente em determinado exercício social, nossa administração poderá recomendar à assembleia geral ordinária do exercício em questão que o pagamento do dividendo obrigatório não seja efetuado. Entretanto, nos termos da garantia dada pelo governo do Estado, nosso acionista controlador, será devido dividendo mínimo anual de 6% do valor nominal a todos os detentores de ações ordinárias e ações preferenciais emitidas até 5 de agosto de 2004, exceto aos detentores públicos e governamentais, caso as distribuições obrigatórias não tenham sido realizadas em determinado exercício social. Veja a seção "Item 8. Informações Financeiras – Política e Pagamentos de Dividendos" para explanação pormenorizada.

Detentores de ADSs de ações preferenciais e de ADSs de ações ordinárias e detentores de nossas ações podem ter direitos de acionistas diversos daqueles conferidos aos detentores de ações de companhias dos Estados Unidos.

Nossa governança corporativa, exigências de divulgação de informações e práticas contábeis aplicáveis são regidas por nosso Estatuto Social, pelo Regulamento de Práticas Diferenciadas de Governança Corporativa Nível 1 da BM&FBovespa, pela Lei Brasileira das Sociedades por Ações e pelas normas da CVM, que poderão diferir dos princípios legais que se aplicariam, caso nossa Companhia tivesse sido constituída em jurisdição nos Estados Unidos, tais como Delaware ou Nova York, ou em outras jurisdições fora do Brasil. Adicionalmente, os direitos de um detentor de uma ADS, que são derivados dos direitos conferidos aos detentores de ações preferenciais ou ordinárias, conforme o caso, de ter seus interesses protegidos frente a deliberações tomadas por nosso Conselho de Administração ou pelo nosso acionista controlador podem diferir segundo a Lei Brasileira de Sociedade por Ações das normas de outras jurisdições. Normas contra "*insider trading*" e "*self-dealing*", bem como demais normas para preservação de direitos de acionistas, poderão também ser diferentes no Brasil em relação às normas dos Estados Unidos, desfavorecendo potencialmente detentores de ações preferenciais, ações ordinárias, ADSs de ações preferenciais e ADSs de ações ordinárias.

A venda de um número significativo de nossas ações e a emissão de novas ações poderão prejudicar o preço de mercado de nossas ações, das ADSs de ações preferenciais e ADSs de ações ordinárias.

A venda de número significativo de ações, ou a percepção de que aludida venda possa ocorrer, poderia afetar adversamente o preço vigente de nossas ações, das ADSs de ações preferenciais e das ADSs de ações ordinárias no mercado. Em consequência da emissão de novas ações ou venda de ações por parte dos acionistas existentes, o preço de mercado de nossas

ações e, como consequência, das ADSs de ações *preferenciais* e AD*Ss de ações* ordinárias, poderá diminuir de maneira significativa.

O investidor poderá não ser capaz de exercer direitos de preferência relativos aos nossos valores mobiliários.

O investidor poderá não ser capaz de exercer os direitos de preferência atinentes às ações subjacentes às suas ADSs de ações preferenciais e ADSs de ações ordinárias, a menos que um termo de registro com amparo no Securities Act de 1933 dos Estados Unidos e alterações posteriores esteja em vigor no que diz respeito a esses direitos ou seja aplicável a isenção das exigências de registro do Securities Act. Não estamos obrigados a requerer termo de registro referente a esses direitos de preferência para nossas ações e não podemos garantir que iremos requerer tal termo. A menos que requeiramos o termo de registro ou que se aplique uma isenção da exigência do mesmo, o investidor poderá receber apenas o produto líquido da venda de seus direitos de preferência efetuada pelo depositário, sendo que, se os direitos de preferência não puderem ser vendidos, eles poderão caducar.

Item 4. Informações sobre a Companhia

Constituição e Histórico

Fomos constituídos em Minas Gerais em 22 de maio de 1952 como sociedade por ações de economia mista com prazo indeterminado de duração, de acordo com a Lei Estadual de Minas Gerais nº 828, de 14 de dezembro de 1951, e o regulamento que a implementou, o Decreto Estadual de Minas Gerais nº 3.710, de 20 de fevereiro de 1952. Nossa denominação social é Companhia Energética de Minas Gerais – CEMIG, mas também somos conhecidos como CEMIG. Nossa sede social está estabelecida na Avenida Barbacena, 1.200, Belo Horizonte, Minas Gerais, Brasil. Nosso principal número de telefone é (55-31) 3506-3711.

Com a finalidade de atender disposições legais e regulatórias pelas quais fomos obrigados a proceder à desverticalização de nossos negócios, em 2004 constituímos duas subsidiárias integrais, a Cemig Geração e Transmissão S.A., aqui designada como Cemig Geração e Transmissão, e Cemig Distribuição S.A., aqui designada como Cemig Distribuição. A Cemig Geração e Transmissão e a Cemig Distribuição foram criadas para realizar as atividades de geração e transmissão, e distribuição de energia elétrica, respectivamente.

As sociedades a seguir descritas são as nossas principais subsidiárias e controladas, que foram consolidadas em nossas demonstrações financeiras relativas ao exercício encerrado em 31 de dezembro de 2012, todas elas constituídas no Brasil:

GRUPO CEMIG
117 Sociedades e 17 Consórcios
COMPANHIA ENERGÉTICA DE MINAS GERAIS
Posição em 31 de março de 2013
Parati S.A. Participações em Ativos de Energia Elétrica CV: 50% CT:25%
Redentor Energia S.A. 96,81%
Rio Minas Energia Participações S.A. 100%
Luce Empreendimentos e Participações S.A. 100%
Light S.A. RME: 13,03% LEPSA: 13,03% Cemig: 26,06%
Instituto Light para o Desenvolvimento Urbano e Social 100%
Lightcom Comercializadora de Energia S.A. 100%
Light Serviços de Eletricidade S.A. 100%
CR Zongshen E-Power Fabricadora de Veículos Ltda. 20%
Light Esco Prest. Serviços S.A. 100%
EBL Companhia de Eficiência Energética S.A. 33%
Amazônia Energia Participações S.A. Light: 25,5% Cemig GT:74,5%
Norte Energia S.A. (Belo Monte) 9,77%
Lightger S.A. (PCH Paracambi) Light: 51% Cemig GT: 49%
Itaocara Energia Ltda. 100%
Consórcio UHE Itaocara Itaocara: 51% Cemig GT: 49%
Light Soluções em Eletricidade Ltda. 100%
Light Energia S.A. 100%
Central Eólica São Judas Tadeu Ltda. 100%
Guanhães Energia S.A. Light Energia: 51% Cemig GT: 49%
Central Eólica Fontainha Ltda. 100%
Consórcio UHE Água Limpa Light Energia: 51% Cemig GT: 49%
Renova Comercializadora de Energia SA 100%
Renova Energia S.A. CV: 32,31% CT: 21,98%
8 SPEs de Geração Eólica 99,99%
Renova PCH Ltda. 99%
Nova Renova S.A. 99,99%
Enerbrás Centrais Elétricas S.A. 100%
Bahia Eólica Participações S.A. 100%
5 SPEs de Geração Eólica 99,99%
Energética Serra da Prata S.A. 99,99%
Renova Eólica Participações S.A. 100%
15 SPEs de Geração Eólica 99,99%
Renovapar S.A. 100%
Salvador Eólica Participações S.A. 100%
9 SPEs de Geração Eólica 99,99%
CEMIG Distribuição S.A. (Cemig D) 100%
CEMIG Geração e Transmissão S.A. (Cemig GT) 100%
Cemig Baguari Energia S.A. 100%
Baguari Energia S.A. 69,39%
Consórcio UHE Baguari 49%
Hidrelétrica Cachoeirão S.A. 49%
Hidrelétrica Pipoca S.A. 49%
Consórcio da Hidrelétrica de Aimorés 49%
Madeira Energia S.A. 10%
Consórcio AHE Funil 49%
Santo Antônio Energia S.A. 100%
Consórcio da Usina Hidrelétrica de Igarapava 14,50%
Central Eólica Praias de Parajuru S.A. 49%
Consórcio AHE Porto Estrela 33,33%
Central Eólica Praia do Morgado S.A. 49%
Consórcio CEMIG-CEB (UHE Queimado) 82,50%
Central Eólica Volta do Rio S.A. 49%
Consórcio Tapajós 11,11%
Consórcio Cosama 49%
Transmissora Aliança de Energia Elétrica S.A. CV: 42,38% CT: 43,36%
Brasnorte Transmissora de Energia S.A. 38,6645%
São Gotardo Transmissora de Energia S.A. 100%
ETAU - Empresa de Transmissão do Alto Uruguai S.A. 52,58%
ATE II Transmissora de Energia S.A. 100%
ATE III Transmissora de Energia S.A. 100%
Transchile Charrúa Transmisión S.A. 49%
Companhia de Transmissão Centroeste de Minas 51%
Companhia Transleste de Transmissão 25%
Companhia Transirapé de Transmissão 24,50%
Companhia Transudeste de Transmissão 24%
Empresa Catarinense de Transmissão de Energia S.A. 19,09%
Empresa de Transmissão Serrana S.A. 100%
Empresa Regional de Transmissão de Energia S.A. 49,99%
Empresa Norte de Transmissão de Energia S.A. 49,99%
Empresa Paraense de Transmissão de Energia S.A. 49,98%
Empresa Santos Dumond de Energia S.A. 100%
Empresa Amazonense de Transmissão de Energia S.A. 49,98%
Lumitrans Cia. Transmissora de Energia Elétrica 80%
STC - Sistema de Transmissão Catarinense S.A. 80%
Empresa Brasileira de Transmissão de Energia S.A. Cemig GT:49% EATE:51%
Cia. de Gás de Minas Gerais 59,57%
Usina Térmica Ipatinga S.A. 100%
CEMIG PCH S.A. 100%
Horizontes Energia S.A. 100%
Sá Carvalho S.A. 100%
Rosal Energia S.A. 100%
Usina Termelétrica Barreiro S.A. 100%
CEMIG Capim Branco Energia S.A. 100%
Consórcio Capim Branco Energia 21,05%
Centro de Gestão Estratégica de Tecnologia 100%
Efficientia S.A. 100%
Axxiom Soluções Tecnológicas S.A. Light 51% Cemig 49%
CEMIG Serviços S.A. 100%
Cemig Comercializadora de Energia Incentivada SA 100%
Empresa de Serviços de Comercialização de Energia Elétrica S.A. 100%
CEMIG Trading S.A. 100%
CEMIG Telecomunicações S.A. 99,99%
Ativas Data Center S.A. 49%
Consórcio de Exploração SF-T-104 24,5%
Consórcio de Exploração POT-T-603 24,5%
Consórcio de Exploração SF-T-120 24,5%
Consórcio de Exploração REC-T-163 24,5%
Consórcio de Exploração SF-T-114 24,5%
Consórcio de Exploração SF-T-127 24,5%
Legenda
21 Empresas de Transmissão
02 Empresas de Distribuição
22 Empresas de Geração
42 Empresas de Geração Eólica
02 Empresas Sem Fins Lucrativos
01 Empresa de Fabricação de Veículos
01 Empresa de Distribuição de Gás
01 Empresa de Telecomunicações
05 Empresas de Comercialização
07 Empresas de Serviços
13 Holdings e Subholdings
11 Consórcios de Geração
06 Consórcios de Gás
CV = Capital Votante
CT = Capital Total

Nossas principais subsidiárias e sociedades controladas em conjunto incluem:

- Cemig Geração e Transmissão S.A., ou Cemig Geração e Transmissão (participação de 100%), que realiza atividades geração e transmissão.

- Cemig Distribuição S.A., ou Cemig Distribuição (participação de 100%), que realiza atividades de distribuição de energia.

- Light S.A. ("Light") (controle compartilhado, participação direta de 26,06% e indireta de 6,42% do total de seu capital). As principais companhias controladas da Light são a Light Energia S.A. ("Light Energia"), geradora de energia elétrica, a Light Serviços de Eletricidade S.A., distribuidora de energia elétrica e a Light Esco Ltda., que opera na comercialização de energia elétrica e eficiência energética. Para obter mais detalhes, veja a seção "Aquisição de Participação na Light".

- Companhia de Gás de Minas Gerais ("Gasmig") (controle compartilhado, participação de 59,57%), que adquire, transporta, distribui e vende gás natural.

- Transmissora Aliança de Energia Elétrica S.A. ("TAESA"), anteriormente Terna Participações S.A. (controle compartilhado, participação indireta de 43,36% no seu capital social total), uma empresa *holding* que opera em transmissão de eletricidade em 16 Estados do Brasil por meio das seguintes empresas, que ela controla ou nas quais detém participações acionárias:

    - Empresa de Transmissão do Alto Uruguai S.A. ("ETAU") (detendo 52,58% do capital registrado),
    - Brasnorte Transmissora de Energia S.A. (detendo 38,67% do capital registrado),
    - ATE II Transmissora de Energia S.A. (detendo 100% do capital regustrado),
    - ATE III Transmissora de Energia S.A. (detendo 100% do capital registrado), e
    - São Gotardo Transmissora de Energia S.A. (detendo 100% do capital registrado).

Estratégia

A nossa visão e meta são "consolidar nesta década nossa posição como o maior grupo do setor de energia elétrica do Brasil, com presença no setor de gás natural, tornando-se líder mundial em sustentabilidade", admirado pelos clientes e reconhecido por nossa força e performance.

A fim de concretizar a nossa visão do futuro e de seguir o nosso Plano Estratégico de Longo Prazo, temos os seguintes objetivos:

- Lutar para ser líder nacional nos mercados em que atuamos, com foco na participação de mercado;
- Lutar pela eficiência operacional na gestão de ativos;
- Ser uma das companhias mais atraentes para os investidores;
- Ser uma referência em gestão empresarial e governança;
- Ser inovadora na busca de soluções tecnológicas para a nossa atividade;
- Ser uma referência em sustentabilidade social, econômica e ambiental.

Fomos parte em várias operações no ano passado, que incluem, entre outras, as seguintes:

Aquisição de Participação Acionária na Light

Em 12 de maio de 2011, nossa subsidiária Parati S.A. – Participações em Ativos de Energia Elétrica ("Parati"), uma sociedade de propósito especial não listada, constituída em outubro de 2008, tendo como objeto social a participação no capital social de outras sociedades, nacionais ou estrangeiras, como sócia ou acionista, adquiriu do Fundo de Investimento em Participações ("FIP PCP") 54,08% do capital social total da Redentor Energia S.A., que detém indiretamente 13,03% do capital social da Light, através da sua subsidiária RME - Rio Minas Energia Participações S.A.

Em 7 de julho de 2011, a Parati adquiriu da Enlighted Partners Venture Capital LLC 100% de suas participações na Luce LLC ("Luce"), proprietária de 75% das quotas do Luce Brasil Fundo de Investimento em Participações ("FIP Luce"), que detém indiretamente 13,03% da totalidade das ações da Light, através da Luce Empreendimentos e Participações S.A. ("LEPSA"). Com essa aquisição, a Parati, que já indiretamente detinha 7,05% do capital total e votante da Light S.A., tornou titular indireta de 16,82% do capital total e votante da Light.

Em 28 de julho de 2011, a Parati adquiriu da Fundação de Seguridade Social Braslight ("Braslight") a totalidade das quotas do Braslight na FIP Luce. O montante recebido pela Braslight pela venda foi de R$171.981.877,12. Assim, a Parati passou a ser titular de 100% das quotas do FIP Luce e, indiretamente, titular do equivalente a 20,08% do capital votante e total da Light.

Como resultado da aquisição da participação da FIP PCP e, em conformidade com as regras do Novo Mercado, o mais alto padrão de governança corporativa para as companhias listadas na BM&FBovespa, a Parati fez uma oferta firme para adquirir as ações detidas pelos acionistas não controladores da Redentor Energia S.A., concedendo-lhes direitos semelhantes aos direitos de *tag-along*.

Em 30 de setembro de 2011, a Parati adquiriu 46.341.664 ações detidas pelos acionistas minoritários, aumentando suas participações na Redentor Energia S.A. para 96,80% do seu capital total. Os restantes 3,20%, ou 3.467.599 ações ordinárias, continuaram detidos por acionistas minoritários. Após essa operação, a Parati detém indiretamente o equivalente a 25,64%do capital votante e total da Light.

Em 14 de março de 2013, a Parati realizou uma oferta pública para aquisição de ações com o objetivo de cancelar o registro de companhia aberta da Redentor Energia S.A. e sua saída do segmento de listagem Novo Mercado. Como resultado desta oferta pública, a Redentor Energia saiu do segmento de listagem do Novo Mercado, mas permaneceu listada na BM&FBovespa.

Em 31 de dezembro de 2011, a Parati detinha, diretamente, 25,64% do capital social da Light S.A. ("Light"). Nós detínhamos 25% do capital social da Parati e o Redentor Fundo de Investimento em Participações detinha 75%. Em 31 de dezembro de 2011, detínhamos uma participação total de 32,47% na Light, que incluía participação direta de 26,06% e indireta de 6,41% por meio da Parati.

Aquisição de Participações nas Companhias de Transmissão da Abengoa

Em 30 de novembro de 2011, a TAESA, uma das sociedades controladas em conjunto, concluiu a aquisição das participações acionárias do Grupo ABENGOA (composto pelas sociedades mencionadas abaixo), do seguinte modo:

(i) 50% das ações detidas pela Abengoa Concessões Brasil Holding S.A. ("Abengoa") no capital social da União de Transmissoras de Energia Elétrica Holding S.A. ("UNISA"), a denominação atual da Abengoa Participações Holding S.A., que detém 100% do capital social das seguintes companhias de transmissão:

- STE – Sul Transmissora de Energia S.A. ("STE"),
- ATE Transmissora de Energia S.A. ("ATE"),
- ATE II Transmissora de Energia S.A. ("ATE II"), e
- ATE III Transmissora de Energia S.A. ("ATE III", juntamente com STE, ATE e ATE II, as "Empresas de Transmissão UNISA"), e

(ii) 100% das ações detidas pela Abengoa e pela Abengoa Construção Brasil Ltda. no capital social da NTE - Nordeste Transmissora de Energia S.A.

No âmbito das disposições de preço do contrato de compra e venda de ações com o Grupo Abengoa, o montante total pago pela TAESA para a aquisição foi de R$1.163 milhões, com os recursos da sua quarta emissão de notas promissórias, cuja liquidação financeira se deu em 29 de novembro de 2011. Os ativos operacionais adquiridos incluem 1.579 quilômetros de linhas de transmissão, com uma Receita Anual Permitida ("RAP") de R$509 milhões, representando um aumento de R$309 milhões na RAP 2011/2012 da TAESA.

Em 16 de março de 2012, a TAESA assinou um contrato de compra e venda de ações com a Abengoa para adquirir os 50% restantes das ações detidas pela Abengoa na UNISA, que detém 100% da participação acionária das Empresas de Transmissão UNISA. A TAESA pagará R$863,5 milhões em moeda equivalente a 31 de dezembro de 2011 por essa aquisição. Esse valor será atualizado pela variação acumulada da taxa básica de juros brasileira ("SELIC") entre a data base e o dia útil imediatamente anterior à data da conclusão da operação, quando a efetiva aquisição das ações pela TAESA ocorrerá. O preço de aquisição será ajustado mediante remuneração e aumentos ou reduções de capital que ocorram entre a data base e a data de conclusão da operação. A conclusão da operação e a real aquisição das ações pela TAESA estarão sujeitas ao cumprimento de determinadas condições suspensivas, que incluem: (i) a aprovação pela Assembleia Geral Ordinária da TAESA; (ii) o consentimento dos bancos de financiamento das Empresas de Transmissão UNISA; e (iii) a aprovação da operação pela Aneel. Além disso, a operação será submetida ao CADE, nos termos da Lei 8884/94. Em 3 de julho de 2012, a TAESA concluiu a aquisição dos 50% restantes da participação da Abengoa na UNISA (STE, ATE, ATE II e ATEIII) pelo valor de R$ 904 milhões. A TAESA financiou a aquisição através da emissão de notas promissórias no montante de R$ 905 milhões.

Transferência de participações societárias dos ativos de transmissão TBE, detidos pela Cemig e Cemig Geração e Transmissão, para a TAESA

Em 17 de maio de 2012, a Cemig e a TAESA celebraram um Contrato Privado de Investimento em Ativos de Transmissão, concordando em transferir à TAESA as participações minoritárias detidas pela Cemig e Cemig Geração e Transmissão no capital social dos seguintes titulares de concessões de serviços públicos de energia elétrica:

(i) Empresa Catarinense de Transmissão de Energia S.A. – ECTE;
(ii) Empresa Regional de Transmissão de Energia S.A. – ERTE;
(iii) Empresa Norte de Transmissão de Energia S.A. – ENTE;
(iv) Empresa Paranaense de Transmissão de Energia S.A. – ETEP;
(v) Empresa Amazonense de Transmissão de Energia S.A. – EATE e
(vi) Empresa Brasileira de Transmissão de Energia S.A. – EBTE.

Dentro do escopo desta reestruturação societária, a TAESA irá desembolsar o montante de R$1.732 milhões, dos quais R$1.668 milhões serão pagos à CEMIG e R$64 milhões serão pagos à Cemig Geração e Transmissão. Estes montantes serão atualizados pela taxa CDI de 31 de dezembro de 2011, menos quaisquer dividendos e/ou juros sobre capital declarados, pagos ou não. O montante envolvido foi acertado pelas companhias com base em avaliações técnicas conduzidas por avaliadores independentes externos.

A reestruturação societária está de acordo com o nosso planejamento estratégico, que visa consolidar a participação em nossas empresas de transmissão de energia elétrica em um único veículo corporativo, e para otimizar nossa capacidade de avaliação de oportunidades em futuros leilões de linhas de transmissão e aquisição de ativos de transmissão em operação.

Aquisição da subestação de São Gotardo pela TAESA em leilão da Aneel 005/2012

Em 6 de junho de 2012, a TAESA ganhou o Lote E do Leilão Aneel 005/2012. A TAESA constituiu uma sociedade de propósito específico (“SPE”) chamada São Gotardo Transmissora de Energia S.A. à qual a Aneel concedeu o direito de exploração comercial da concessão, que compreende duas funções de transmissão dentro da subestação São Gotardo 2 no Estado de Minas Gerais. A TAESA não ofereceu desconto em relação à RAP base inicial de R$3,74 milhões e espera concluir a construção dentro do período estipulado pela Aneel, fevereiro de 2014.

Oferta Pública de Ações da TAESA

Em 19 de julho de 2012 em uma oferta pública de ações, a TAESA emitiu 24 milhões de Units (cada um apresentando uma ação ordinária e duas ações preferenciais), ao preço de R$ 65 por Unit. Em 20 de agosto de 2012, os coordenadores da oferta pública exerceram a opção de distribuição de lote suplementar e a TAESA emitiu um adicional de 3 milhões de Units, totalizando 27 milhões de Units emitidas na oferta de ações. O capital social da TAESA foi aumentado, dentro do limite do seu capital autorizado, no montante de R$ 1.755 bilhões, mediante a emissão de 81 milhões de novas ações, sendo 27 milhões de ações ordinárias e 54 milhões de ações preferenciais. Nos termos da Lei Brasileira das Sociedades por Ações e nosso Estatuto Social, os acionistas da companhia não tiveram direito de preferência nesta subscrição. Como resultado da oferta de ações de follow-on, a participação da Cemig Geração e Transmissão na TAESA foi diluída, de 56,69% para 43,36%. A referida operação deu origem a um ganho no montante de R$259, reportado em nossa conta de lucros e perdas do terceiro trimestre de 2012.

Em 4 de dezembro de 2012 a TAESA realizou o desdobramento da totalidade das ações: cada ação (representada ou não por certificados de depósito (“unit”) passou a ser representada por três ações da mesma espécie. Este desdobramento não acarretou qualquer efeito patrimonial para a TAESA, na proporção entre ações ordinárias e preferenciais, ou nos direitos e características de cada ação. Após o desdobramento, a Taesa passou a ter 1.033.496.721 ações: 691.553.133 ações ordinárias e 341.943.588 ações preferenciais; e não houve alteração do valor total do capital social da TAESA.

Aquisição de Participação na Renova

A Renova Energia S.A. (“Renova”) é uma companhia que produz energia a partir de fontes renováveis, focada em parques eólicos e pequenas centrais hidrelétricas (PCHs). A Renova prospecta, incorpora e implementa empreendimentos de energia renovável, sendo atualmente a única companhia listada na BM&FBOVESPA dedicada a trabalhar com fontes alternativas de energia no Brasil. Ela criou o maior complexo eólico do país, situado na região do semiárido do estado brasileiro da Bahia, e vendeu um total de 690 MW de capacidade instalada de produção de eletricidade nos leilões de energia de reserva de 2009 e 2010, no leilão A–3 de 2011 e no leilão A-5 de 2012.

Em 19 de agosto de 2011, a Light, através da sua subsidiária Light Energia, subscreveu 50.561.797 ações ordinárias da Renova. Consequentemente, a Light Energia detém 34,85% das ações ordinárias e 25,9% do capital total da Renova. A operação incluiu uma colocação privada de ações da Renova no valor aproximado de R$360.0 milhões, na qual os acionistas minoritários da Renova puderam participar e resultaram em um total de injeção de capital de R$376 milhões.

As ações ordinárias subscritas pela Light Energia fazem parte do bloco de controle acionário da Renova, e representam metade das ações que fazem parte de tal bloco de controle, com os mesmos direitos e preferências atribuídos às outras ações ordinárias emitidas pela Renova. Para tornar a operação possível, a RR Participações S.A. ("RR Participações") e determinados acionistas da Renova renunciaram ao seu direito preferencial a favor da Light Energia. A Light Energia e RR Participações celebraram um acordo de acionistas que regulamentou o exercício do direito de voto, compra e venda de ações de emissão da Renova detidas pelas partes, e seus direitos e obrigações como acionistas da Renova. A Light tem experiência na construção e exploração de projetos de geração e na venda e colocação de energia elétrica. Entendemos que esta combinação permitirá à Renova posicionar-se como um dos maiores players em geração eólica da América Latina, com características únicas e extremamente atrativas. O acordo contém igualmente um compromisso da Light de comprar 400MW de capacidade instalada de energia fornecida pelos projetos eólicos da Renova. As companhias têm ainda o direito de preferência na compra ou venda, conforme aplicável, da energia eólica no longo prazo. O principal objetivo dessa aquisição é acelerar o crescimento da Renova através de uma combinação da sua própria capacidade técnica e experiência pioneira no desenvolvimento de novos projetos e negócios com a nossa própria experiência e contratos celebrados no Mercado Livre.

Em 22 de junho de 2012, o Contrato de Subscrição de Units emitidas pela Renova foi firmado entre BNDES Participações SA ("BNDESPar"), Renova, Light, Light Energia e RR Participações, o qual rege o investimento do BNDESPar na Renova. O contrato é de um aumento de capital na Renova, a ser decidido em data posterior, no valor total de até R$314.700.407,85, ao preço de R$9,3334 por ação. A entrada da BNDESPar na Renova proporciona maior capacidade de negociação e financiamento para que esta faça os investimentos planejados até aquela data. Devido a esta operação, a partir de 31 de dezembro de 2012, a participação da Light na Renova era de 21,99%:

A tabela abaixo mostra o portfolio de projetos da Renova;

Capacidade contratada (MW)	**1090**
LER 2009	294
LER 2010	162
A-3 2011	212
PPA Mercado Livre	400
A-5 2012	22,4
Projetos certificados (MW)	**2200**
Projetos em desenvolvimento (MW)	**2400**

Em julho de 2012, a Renova Energia inaugurou Alto Sertão I, um complexo eólico, instalado nas cidades de Caetité, Igaporã e Guanambi, região Sudoeste do Estado da Bahia, considerado o maior complexo eólico da América Latina com capacidade para gerar 294 MW, o suficiente para abastecer 540.000 casas, o complexo teve o investimento de R$ 1,2 bilhão e é composto por 14 parques eólicos e 184 aero geradores.

Aquisição de participação na Guanhães Energia

Em 10 de fevereiro de 2012, a Light aprovou a aquisição de 26.520.000 ações ordinárias (equivalente a uma participação de 51%) da Guanhães Energia S.A. ("Guanhães Energia") pela Light Energia, por R$25,0 milhões (em moeda equivalente em maio de 2011, ajustada pelo IPCA até a data de fechamento da transação). A aquisição está condicionada à aprovação prévia da Aneel e será apresentada ao Conselho Administrativo de Defesa Econômica (CADE).

Em 28 de agosto de 2012, a Light Energia assinou o Termo Definitivo de Fechamento com a Investminas Participações S.A. para a aquisição de 26.520.000 ações ordinárias classe A da Guanhães Energia S.A., equivalente a 51% do seu capital social, pelo valor de R$26,5 milhões. Para mais informações relativas à Guanhães Energia, ver a seção "Expansão da Capacidade de Geração".

Aquisição de 9,77% de participação na Norte Energia S.A.: a UHE de Belo Monte

A Usina Hidrelétrica de Belo Monte ("Belo Monte") é a maior usina atualmente em construção no mundo, e quando concluída terá uma capacidade instalada de 11.233 MW e Energia Assegurada na média de 4.571 MW. A operação comercial está prevista para começar em fevereiro de 2015 e o prazo da concessão é de 35 anos. A concessão para a construção e operação da Usina Hidrelétrica de Belo Monte, no rio Xingu, no estado brasileiro do Pará, pertence à Norte Energia S.A. ("Norte Energia"), que venceu o leilão realizado em abril de 2010.

A região Norte do Brasil é a principal fronteira de expansão da geração de energia hidrelétrica no Brasil, e mais de 60% do potencial hidrelétrico para expansão ainda está disponível. Assim, entendemos que a participação nesse projeto tem um valor estratégico. A Usina Hidrelétrica de Belo Monte é o segundo projeto na região em que a Cemig Geração e Transmissão participa, o primeiro sendo sua participação de 10% no consórcio para construção da Hidrelétrica de Santo Antônio no estado brasileiro de Rondônia.

A Amazônia Energia Participações S.A. ("Amazônia Energia") é uma sociedade de propósito específico na qual os acionistas são: Light S.A., com 51% do capital votante e 25,5% do capital total; e Cemig Geração e Transmissão, com 49% do capital votante e 74,5% do capital total. Em 25 de outubro de 2011, a Amazônia Energia assinou contratos de compra de ações com seis empresas que detinham, no total, uma participação de 9,77% na Norte Energia, conforme a seguir: (i) Construtora Queiroz Galvão S.A.: 2,51%; (ii) Construtora OAS Ltda.: 2,51%; (iii) Contern Construções e Comércio Ltda.: 1,25%; (iv) Cetenco Engenharia S.A.: 1,25%; (v) Galvão Engenharia S.A.: 1,25%; e (vi) J. Malucelli Construtora de Obras S.A.: 1%.

O preço de aquisição corresponde ao montante das injeções de capital efetuadas pelos vendedores, ajustado pelo IPCA até 26 de outubro de 2011, no montante de R$118,69 milhões.

A operação envolvendo a participação da Amazônia Energia como acionista da Norte Energia foi aprovada pela Assembleia Geral Extraordinária da Norte Energia e pelo nosso Conselho de Administração e o da Light. A agência reguladora brasileira de energia elétrica, a Aneel, foi informada acerca da operação, que foi submetida ao CADE, de acordo com a Lei 8884/94.

A transação acrescenta 818 MW de capacidade de geração às nossas explorações totais, aumentando no Brasil a nossa participação de mercado na geração de energia elétrica de 7% para 8%; acrescentando 280 MW à capacidade total de geração da Light.

As vantagens dessa transação incluem as seguintes: (i) os principais contratos para as obras de construção e equipamentos já foram assinados; (ii) os principais riscos associados com o projeto já foram consideravelmente atenuados; (iii) futuras injeções de capital serão diluídas ao longo de nove anos, e será aproveitado o fluxo de caixa gerado pelo próprio projeto durante os três últimos anos; (iv) os custos ambientais já foram definidos; e (v) todas as transações de vendas de energia elétrica já foram estabelecidas.

Essa aquisição não terá qualquer efeito sobre a política de pagamento de dividendos aos nossos acionistas.

Aumento da participação na Gasmig

Em 27 de dezembro de 2011, nosso Conselho de Administração autorizou a aquisição de 10.781.736 ações ordinárias nominais e 7.132.773 ações preferenciais nominais, representando 4,38% do capital total da Companhia de Gás de Minas Gerais – Gasmig, que pertencia ao Estado de Minas Gerais, por R$67,2 milhões, o que corresponde a um preço por ação de aproximadamente R$3,75, recentemente ajustado ao valor obtido por um laudo independente preparado por uma instituição especializada, que resultou na avaliação da participação adquirida de R$65. Para mais informações, veja seção "14.Investimento" das demonstrações financeiras.

Aquisição pela Cemig de participação acionária na Gás Brasiliano (GBD)

Em 8 de fevereiro de 2012, a CEMIG celebrou um contrato de investimento com a Petrobrás Gás SA - Gaspetro e Gás Brasiliano Distribuidora SA ("GBD") para subscrição de ações ordinárias representativas de 40% do capital social da GBD, sujeitas a determinadas condições prévias. A GBD é uma empresa de distribuição de gás natural, que realiza a distribuição aos consumidores nos setores residencial, industrial, comercial, automotivo, cogeração e termeletricidade.

Aumento da participação da Cemig Capim Branco Energia S.A. no Consórcio Capim Branco Energia

Em uma reunião do conselho em 28 de dezembro de 2012, a Cemig autorizou sua subsidiária integral Cemig Capim Branco Energia S.A. ("Cemig Capim Branco") a aceitar uma oferta feita pela Suzano Papel e Celulose S.A e suas subsidiárias ("Suzano"), em 27 de dezembro de 2012, para a aquisição pela Cemig Capim Branco de participação proporcional a 17,89% detida pela Suzano no Consórcio Capim Branco Energia ("Consórcio"), e também declarou a intenção de adquirir as ações remanescentes, no caso de outros membros do consórcio não exercerem seus direitos de preferência, conforme especificado no Contrato de Constituição do Consórcio. A participação da Suzano no Consórcio proporcionalmente representa cerca de 81 MW de capacidade instalada, nas usinas hidrelétricas de Amador Aguiar I e II, assegurando potência média de 51 MW. Os membros do Consórcio, exceto a Suzano, são a Cemig Capim Branco, com 21,05%; Vale S.A., com 48,42%; e Votorantim Metais Zinco S.A., com 12,63%. Em 12 de março de 2013, a Cemig Capim Branco assinou o contrato definitivo para aquisição de 30,30% dos 17,89% de participação da Suzano no Consórcio. O preço total definido, sujeito a eventuais ajustes, referente à participação de 17,89% da Suzano no Consórcio foi de R$320 milhões. Desse total, a participação proporcional a ser adquirida pela Cemig Capim Branco representa um total de cerca de R$97 milhões. A transação está sujeita à conclusão e aprovação da Aneel e do CADE.

Investimentos de Capital

Os investimentos de capital realizados nos exercícios encerrados em 31 de dezembro de 2012, 2011 e 2010, em milhões de reais, foram os seguintes:

	2012	2011	2010
Rede de Distribuição	1.446	1.857	2.050
Geração de energia	804	972	359
Rede de transmissão	446	1.030	1.581
Outros	834	121	132
Total dos investimentos de capital	**3.530**	**3.980**	4.122

As recentes mudanças na regulamentação do setor de energia, sobretudo as trazidas pela Lei n° 12.783 aos negócios de geração e transmissão, além da revisão tarifária da Cemig Distribuição (realizado em abril de 2013) tem exigido uma análise orçamentária mais apurada. Na data deste relatório, o nosso Plano de Investimentos para 2013 não havia sido aprovado por nós.

Esperamos financiar nossos investimentos de capital em 2013 principalmente a partir de nosso fluxo de caixa e, em menor medida, através de financiamentos. Esperamos financiar nossas expansões e projetos através de empréstimos de bancos comerciais e através da emissão de debêntures no mercado local.

Visão Geral do Negócio

Geral

Administramos um negócio relacionado à geração, transmissão, distribuição e venda de energia elétrica, distribuição de gás, telecomunicações e fornecimento de soluções energéticas.

Cemig

A Cemig realiza operações de compra e venda de energia elétrica por meio das suas subsidiárias. O total dos recursos utilizados no exercício de 2012 totalizou 83.912 GWh, valor 2,9% maior que os recursos utilizados no exercício anterior. A quantidade de energia produzida em 2012 foi de 38.433 GWh, o que representou um aumento de 12,7% sobre 2011 e a quantidade de energia comprada totalizou 45.479 GWh, o que representou uma redução de 4,1% sobre 2011. Isto, considerando a energia comprada de Itaipu (8.422 GWh) e a energia comprada pela CCEE e outras companhias (37.057 GWh).

A energia comercializada em 2012 foi de 48.487 GWh, uma quantidade 1,34% superior à comercializada em 2011, e 94,9% dessa quantidade (46.015 GWh) foram vendidos para consumidores finais, ambos cativos e livres.

O total de perdas de energia na rede básica e redes de distribuição foi de 6.317 GWh, o que corresponde a 7,5% dos recursos totais e 10,6% superior às perdas de 2011 (5.712 GWh).

A tabela abaixo mostra a discriminação dos recursos e necessidades de energia da Cemig comercializados nos últimos três anos.

BALANÇO DE ENERGIA ELÉTRICA DA CEMIG (6)

(GWh)	**Exercício findo em 31 de dezembro de**		
	2012	**2011**	**2010**
FONTES	83.912	81.523	77.752
Energia elétrica gerada pela CEMIG [1]	35.382	31.276	30.361
Energia elétrica gerada por autoprodutores	1.100	997	980
Energia elétrica gerada pela Ipatinga	309	308	300
Energia elétrica gerada pela Barreiro	82	60	65
Energia elétrica gerada pela Sá Carvalho	405	356	380
Energia elétrica gerada pela Horizontes	54	53	80
Energia elétrica gerada pela Cemig PCH	70	51	58
Energia elétrica gerada pela Rosal Energia	249	251	310
Energia elétrica gerada pela Amador Aguiar	656	580	614
Energia Elétrica gerada pela Cachoeirão [5]	126	163	134
Energia elétrica comprada da Itaipu	8.422	8.475	8.590
Energia elétrica comprada da CCEE e outras empresas [2] [3]	37.057	38.953	35.880

DEMANDA	83.912	81.523	77.752
Energia elétrica entregue a consumidores finais[4]	46.015	45.346	43.272
Energia elétrica entregue a autoprodutores	994	991	993
Energia elétrica entregue pela Ipatinga	309	308	300
Energia elétrica entregue pela Barreiro	97	100	99
Energia elétrica entregue pela Sá Carvalho	476	498	496
Energia elétrica entregue pela Horizontes	81	83	85
Energia elétrica entregue pela Cemig PCH	109	115	121
Energia elétrica entregue pela Rosal Energia	263	262	263
Energia elétrica entregue pela Cachoeirão[5]	143	143	143
Energia elétrica entregue à CCEE e outras empresas [2] [3]	29.108	27.965	26.264
Perdas	6.317	5.712	5.716

(1) Descontando as perdas atribuídas à geração (418 GWh em 2012) e ao consumo interno das usinas de geração.
(2) Esse valor se refere a contratos, compras e vendas de energia elétrica na CCEE, inclusive o Mecanismo de Realocação de Energia.
(3) Inclui os contratos bilaterais com outros agentes da CCEE.
(4) Inclui energia elétrica entregue a consumidores fora da área de concessão.
(5) Inclui 100% da energia produzida pela Hidroelétrica Cachoeirão. A CEMIG possui uma participação de 49% no consórcio, sendo responsável pela venda de 100% da garantia física desta pequena central hidroelétrica.
(6) Não inclui a Light, que gerencia seu próprio saldo de energia elétrica.

Light

O consumo total de energia na área de concessão da Light Serviços de Eletricidade S.A. (“Light SESA”), que é controlada pela nossa subsidiária Light S.A. (incluindo clientes cativos e transporte de Consumidores Livres), atingiu 23.384 GWh em 2012, um acréscimo de 2,0% sobre 2011. O segmento comercial, que aumentou 9.1%, apresentou o melhor desempenho.

Em 2012, a quantidade de energia produzida foi de 4.290 MWh, um volume 5,0% abaixo dos 4.518 MWh gerados em 2011. Toda a energia da Light é produzida por usinas hidrelétricas, com uma capacidade total de 855 MW (excluindo a energia produzida por outras empresas).

Em 2012, foi vendido um total de 5.372,8 GWh, um declínio de 2,7% em relação ao montante vendido em 2011. Essa queda resultou principalmente das vendas no mercado de curto prazo, devido a condições hidrológicas desfavoráveis durante o ano de 2012, especialmente no último trimestre. No mercado cativo (ACR), o volume caiu 2,0% em relação ao ano anterior devido ao retorno do Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits, ou MCSD. Esse retorno resultou na rescisão de contratos no mercado cativo (ACR), que compensou o crescimento de 20,5% das vendas no mercado livre (ACL).

A tabela abaixo retrata a energia gerada e vendida pela Light Energia nos períodos e nos mercados indicados abaixo:

LIGHT ENERGIA (GWh)	4T2012	4T2011	%	2012	2011	%
Vendas no ACR	1.069,4	1.082,0	-1,2%	4.103,0	4.185,7	-2,0%
Vendas no ACL	204,7	173,0	18,3%	746,6	619,8	20,5%
Vendas no mercado de curto prazo (CCEE)	(4,9)	125,4	-	523,2	717,5	-27,1%
Total	1.269,2	1.380,4	-8,1%	5.372,8	5.523,0	-2,7%

De acordo com a metodologia de cálculo da Aneel, as perdas comerciais ou não técnicas da Light, no exercício findo em dezembro de 2012 totalizaram 6.007 GWh, representando 45,4% da energia faturada no mercado de baixa tensão, 2,3 e 5,0 pontos percentuais acima de setembro de 2012 e dezembro de 2011, respectivamente. Veja a seção “Perdas de Energia”.

As perdas totais de energia da Light SESA somaram 8.584 GWh, ou 23,6% do total, em 2012, 1,9% a mais do que 2011, devido às altas temperaturas registradas durante 2012, especialmente no quarto trimestre, o que causou um aumento no roubo de energia por consumidores de renda baixa, e principalmente pela iniciativa implementada no início deste ano relacionada à rescisão de contratos com clientes que apresentam longo prazo de inadimplência em áreas onde iniciativas tradicionais de cobrança não são efetivas, nos termos da Resolução 414 da Aneel.

BALANÇO DE ENERGIA ELÉTRICA DA LIGHT

	Exercício findo em 31 de dezembro de		
	2012	**2011**	**2010**
	Balanço de energia (GWh)		
Carga das redes	36.409	34.983	35.201
Energia transportada para serviços públicos	2.637	2.901	3.047
Energia transportada para Consumidores Livres*	5.018	4.664	5.206
Carga própria	28.755	27.418	26.948
Consumo do mercado cativo	20.054	19.877	19.459
Mercado de baixa tensão	13.207	12.985	12.630
Mercado de média tensão	6.847	6.891	6.829
Perdas + Energia não faturada	8.701	7.542	7.489

* Incluindo a CSN e CSA

Geração

De acordo com a Aneel, em 31 de dezembro de 2012, fomos o quarto maior grupo de geração de energia elétrica no Brasil com base em capacidade instalada total. Em 31 de dezembro de 2012, geramos energia elétrica em 64 usinas hidrelétricas, três usinas termelétricas e três usinas eólicas, dispondo de capacidade instalada total de geração de 7.038 MW, dos quais as usinas hidrelétricas responderam por 6.805 MW, as usinas termelétricas responderam por 184 MW e as usinas eólicas responderam por 49 MW. Oito das nossas usinas hidrelétricas responderam por aproximadamente 77% da nossa capacidade de geração de energia elétrica instalada em 2012. Durante o exercício encerrado em 31 de dezembro de 2012, registramos despesas no total de R$252,58 milhões relacionados aos pagamentos de encargos de transmissão ao ONS e aos titulares de concessão de transmissão. Veja a seção "O Setor Elétrico Brasileiro" e "Item 5. Análise e Perspectivas Operacionais e Financeiras".

Transmissão

Dedicamo-nos ao negócio de transmissão de energia elétrica, que consiste no transporte de energia elétrica das instalações nas quais é gerada às redes de distribuição para entrega aos consumidores finais. Transportamos energia produzida em nossas próprias instalações de geração e a energia por nós comprada de Itaipu, e outras fontes, bem como a energia elétrica do sistema elétrico interligado e de outras concessionárias. Nossa rede de transmissão compõe-se de linhas de transmissão de energia com capacidade de tensão igual ou superior a 230 kV e integra a rede de transmissão brasileira, regulamentada pelo ONS. Veja a seção "– O Setor Elétrico Brasileiro". Em 31 de dezembro de 2012, nossa rede de transmissão consistia em aproximadamente 40 milhas de linhas superiores a 525 kV, 3.042 milhas de linhas de 500 kV, 135 milhas de linhas de 440 kV, 1.286 milhas de linhas de 345 kV e 1.343 milhas de linhas de 230 kV, distribuídas principalmente entre as seguintes empresas:

- Cemig Geração e Transmissão: 1.352 milhas de linhas de 500 kV, 1.222 milhas de linhas de 345 kV e 490 milhas de linhas de 230 kV localizadas em Minas Gerais;
- TAESA: Nossa parte proporcional nas linhas de transmissão da TAESA inclui 1.159 milhas de linhas de 500 kV, 135 milhas de linhas de 440 kV e 303 milhas de linhas de 230 kV em 16 Estados brasileiros.
- TBE: Nossa parte proporcional nas linhas de transmissão da TBE inclui 40 milhas de linhas superiores de 525 kV, 531 milhas de linhas de 500 kV, 1 milha de linhas de 345 kV e 456 milhas de linhas de 230 kV.
- Transmineiras* e Centroeste: Nossa parte proporcional nas linhas de transmissão Transmineiras e Centroeste inclui 63 milhas de linhas de 345 kV e 9 milhas de linhas de 230 kV.
- Light: Nossa parte proporcional nas linhas de transmissão Light inclui 23 milhas de linhas de 230 kV.
- A Transchile opera um total de 62 milhas de linhas de 220 KV (linha "Charrúa – Nueva Temuco") no Chile.

* Transmineiras inclui as empresas Transleste, Transudeste e Transirapé.

Distribuição

Por meio da CEMIG Distribuição detemos quatro contratos de concessão de distribuição em Minas Gerais que nos outorga direitos de fornecer energia elétrica a consumidores dentro de nossa área de concessão, incluindo os consumidores que possam se enquadrar, em conformidade com a legislação, na categoria de Consumidores Livres (consumidores com demanda igual ou superior a 3 MW ou consumidores com demanda igual ou superior a 500 kWh de fontes alternativas de energia, tais como vento, biomassa ou Pequenas Centrais Hidrelétricas). A área de concessão da Cemig Distribuição cobre aproximadamente 219.103 milhas quadradas, ou 96,7% do território do Estado. Em 31 de dezembro de 2012, através da Cemig Distribuição, detínhamos e operávamos aproximadamente 308.466 milhas de linhas de distribuição, por meio das quais fornecíamos 24.633 GWh a aproximadamente 7,5 milhões de consumidores finais.

Através da Light Serviços de Eletricidade S.A. (“Light SESA”), controlada pela nossa subsidiária Light S.A., em 31 de dezembro de 2012, detínhamos e operávamos 37 mil milhas de linhas de distribuição, por meio das quais fornecíamos 23.384 GWh a aproximadamente 4 milhões de consumidores finais, equivalente a um aumento de 2,0% no consumo em relação a 2011. A área de concessão da Light SESA inclui 31 cidades do Estado do Rio de Janeiro.

Em 2012, um total de 5.018 GWh foi transmitido e entregue pelo sistema de distribuição de energia elétrica aos Consumidores Livres. O volume total de energia elétrica fornecido foi de 23.384 GWh, dos quais 35% foram fornecidos aos consumidores residenciais, 29% aos consumidores comerciais, 15% a outros consumidores, 14% a Consumidores Livres e 7% a consumidores industriais.

Light S.A., com a entrada em operação da Pequena Central Hidrelétrica de Paracambi (PCH) em maio de 2012, e a Renova Energia, com a operação da sua primeira usina eólica em julho de 2013, aumentaram sua capacidade instalada conjunta de 866 MW em 2011 para 942 MW em 2012.

Outros Negócios

Embora nosso principal negócio consista na geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, dedicamo-nos também aos seguintes negócios: (i) distribuição de gás natural em Minas Gerais por meio de nossa controlada consolidada Gasmig; (ii) telecomunicações por meio de nossa subsidiária consolidada Cemig Telecomunicações S.A.; (iii) consultoria nacional e internacional de soluções em energia por intermédio de nossa subsidiária Efficientia S.A. (iv) implementação e gestão de sistemas para companhias do setor de energia elétrica por meio de nossa subsidiária Axxiom Soluções Tecnológicas S.A.; e (v) exploração de gás natural através de seis consórcios, conforme a seguir: (a) Consórcio de Exploração SF-T-104, (b) Consórcio de Exploração SF-T-114, (c) Consórcio de Exploração SF-T-120, (d) Consórcio de Exploração SF-T-127, (e) Consórcio de Exploração REC-T-163, e (f) Consórcio de Exploração POT-T-603, mantido com diversos parceiros; e (vi) venda e comercialização de energia elétrica, através da estruturação e intermediação de transações de compra e venda; compra e venda de energia elétrica no Mercado Livre através de nossas subsidiárias integrais Cemig Trading S.A. e Empresa de Serviços de Comercialização de Energia Elétrica S.A.

Fontes de Receita

A tabela a seguir apresenta as receitas atribuídas a cada uma de nossas principais fontes de receita, em milhões de reais, nos períodos indicados:

	Exercício findo em 31 de dezembro		
	2012	**2011**	**2011**
Vendas de energia elétrica a consumidores finais	16.671	14.955	13.219
Receita de vendas no atacado para outras concessionárias e PROINFA	1.942	1.613	1.469
Receita do uso dos sistemas de distribuição básica de energia (TUSD)	2.216	1.978	1.658
Receita do uso do sistema de transmissão	1.675	1.407	1.141
Receita de indenização de transmissão	192	-	-
Receitas de construção	1.631	1.541	1.341
Receitas de transações na CCEE	427	269	133
Outras receitas operacionais	1.324	983	924
Imposto sobre receitas e taxas regulatórias	(7.618)	(6.997)	(6.095)
Total	18.460	15.749	13.790

Geração e Comercialização de Energia

Visão Geral

A tabela abaixo apresenta as informações operacionais relativas às nossas usinas de geração de energia elétrica em 31 de dezembro de 2012:

Usina	Capacidade instalada (MW)	Energia assegurada (1) (média MW)	Início das operações	Capacidade instalada % do total	Ano de expiração da concessão ou da autorização	Participação da CEMIG
Hidrelétricas						
São Simão..................	1,710.00	1,281.00	1978	23.40%	Janeiro de 2015	100%
Emborcação...............	1,192.00	497.00	1982	16.31%	Julho de 2025	100%
Nova Ponte................	510.00	276.00	1994	6.98%	Julho de 2025	100%
Jaguara	424.00	336.00	1971	5.80%	Agosto de 2013	100%
Miranda	408.00	202.00	1998	5.58%	Dezembro de 2016	100%
Três Marias................	396.00	239.00	1962	5.42%	Julho de 2015	100%
Volta Grande	380.00	229.00	1974	5.20%	Fevereiro de 2017	100%
Irapé	360.00	206.30	2006	4.93%	Fevereiro de 2035	100%
Aimorés.....................	161.70	84.28	2005	2.21%	Dezembro de 2035	49%
Salto Grande..............	102.00	75.00	1956	1.40%	Julho de 2015	100%
Funil	88.20	43.61	2002	1.21%	Dezembro de 2035	49%
Queimado	86.63	47.85	2004	1.19%	Janeiro de 2033	83%
Sá Carvalho	78.00	58.00	1951	1.07%	Dezembro de 2024	100%
Rosal..........................	55.00	30.00	1999	0.75%	Maio de 2032	100%
Itutinga	52.00	28.00	1955	0.71%	Julho de 2015	100%
Amador Aguiar I	50.53	32.63	2009	0.69%	Agosto de 2036	21,05%
Baguari	47.60	27.27	1960	0.65%	Agosto de 2041	34%
Camargos	46.00	21.00	2007	0.63%	Julho de 2015	100%
Amador Aguiar II	44.21	27.58	1999	0.60%	Agosto de/2036	21,05%
Porto Estrela	37.33	18.60	2001	0.51%	Julho de 2032	33,3%
Igarapava....................	30.45	19.72	1999	0.42%	Dezembro de 2028	14,5%
Pai Joaquim	23.00	2.41	2004	0.31%	Abril de 2032	100%
Piau	18.01	13.53	1946	0.25%	Julho de 2015	100%
Gafanhoto......................	14.00	6.68	2001	0.19%	Julho de 2015	100%
Cachoeirão	13.23	8.02	2008	0.18%	Julho de 2030	49%
Paracambi......................	12.25	9.57	2012	0.17%	Fevereiro de 2031	49%
Pipoca	9.80	5.83	2010	0.13%	Setembro de 2031	49%
Peti	9.40	6.18	1946	0.13%	Julho de 2015	100%
		2.15				
Poço Fundo	9.16	5.79	1949	0.13%	Agosto de 2025	100%
Tronqueiras	8.50	4.14	1955	0.12%	Julho de 2015	100%
Joasal	8.40	5.20	1950	0.11%	Julho de 2015	100%
Salto Voltão	8.20	6.63	2001	0.11%	Outubro de 2030	100%
Martins	7.70	2.52	1947	0.11%	Julho de 2015	100%
Cajuru	7.20	3.48	1959	0.10%	Julho de 2015	100%
São Bernardo	6.82	3.42	1948	0.09%	Agosto de 2025	100%
Paraúna	4.28	1.90	1927	0.06%	N/A	100%
Pandeiros	4.20	1.87	1957	0.06%	Setembro de 2021	100%
Paciência	4.08	2.36	1930	0.06%	Julho de 2015	100%
Marmelos	4.00	2.88	1915	0.05%	Julho de 2015	100%
Outras PCHs(3)	24.08	11.11	N/A	0.33%	N/A	N/A
Usinas termelétricas						
Igarapé.......................	131.00	71.30	1978	1.86%	Agosto de 2024	100%
Ipatinga......................	40.00	40.00	1986 (2)	0.57%	Dezembro de 2014	100%
Barreiro	12.90	11.37	2004	0.18%	Abril de 2023	100%
Usinas eólicas						
Praias de Parajuru	14.11	4.11	2012	0.20%	Setembro de 2032	49%
Praia de Morgado	14.11	6.47	2011	0.20%	Dezembro de 2031	49%
Volta do Rio	20.58	9.02	2011	0.29%	Dezembro de 2031	49%
Usinas Hidrelétricas Light						
Fonte Nova	34.40	27.10	1940	0.49%	Julho de 2029	32,47%
Paracambi	12.30	9.60	2012	0.17%	Setembro de 2031	51,0%
Ilha dos Pombos	48.80	30.00	1924	0.69%	Julho de 2029	32,5%
Nilo Peçanha	99.00	87.30	1940	1.41%	Julho de 2029	32,5%
Pereira Passos	26.10	13.30	1962	0.37%	Julho de 2029	32,5%
Santa Branca	14.60	8.30	1999	0.21%	Julho de 2029	32,5%
Cachoeira da Lixa	14.80	8.26	2008	0.21%	Dezembro de 2033	7.2%
Colino 1	11.00	7.34	2008	0.16%	Dezembro de 2033	7.2%
Colino 2	16.00	10.49	2008	0.23%	Dezembro de 2033	7.2%
TOTAL	**7,023.66**	**4,279.27**	**-**	**100%**	**-**	-

(1) Energia Assegurada significa a produção média de longo prazo da usina, conforme estabelecido pelo Ministério de Minas e Energia (MME) em conformidade com estudos conduzidos pela EPE. O cálculo da Energia Assegurada considera fatores como capacidade de

reservatório e conexão a outras usinas de energia. Os contratos com consumidores finais e outras concessionárias não preveem valores superiores à Energia Assegurada à usina. A resolução MME 303/2004 alterou o termo de Energia Assegurada para Garantia Fiscal.
(2) Indica nossa data de aquisição.
(3) Corresponde a 17 Pequenas Centrais Hidrelétricas: Anil, Bom Jesus do Galho, Dona Rita, Jacutinga, Lages, Luiz Dias, Machado Mineiro, Pissarrão, Poquim, Rio de Pedras, Salto de Morais, Salto do Passo Velho, Salto do Paraopeba, Santa Luzia, Santa Marta, Sumidouro e Xicão.

As tabelas a seguir apresentam determinadas informações operacionais adicionais relacionadas às nossas operações de geração de energia elétrica nas datas indicadas:

	Extensão da Rede de Geração em Milhas (de nossas usinas até as subestações de geração) 31 de dezembro de		
Tensão das Linhas de Ligação	**2012**	**2011**	**2010**
500 kV	7	7	7
345 a 230 kV	108	108	108
161 a 138 kV	114 (1)	112	112
69 a 13,8 kV	187	187	187
Total	416	414	63

	Capacidade de Transformação Abaixadora(2) de Subestações de Geração 31 de dezembro de		
	2012	**2011**	**2010**
Número de subestações abaixadoras	64	63	63
MVA	7.445	7.416	7.416 (3)

(1) A extensão de nossa rede de ligação de 138 kV aumentou em 2012, em decorrência do início das operações da Pequena Central Hidrelétrica de Paracambi.
(2) Esse valor não inclui a aquisição da Light
(3) Capacidade de transformação abaixadora se refere à capacidade de um transformador de receber certa tensão e liberá-la a uma tensão reduzida para posterior distribuição.

Ativos de Geração

Constituímos as seguintes subsidiárias integrais no Estado de Minas Gerais e outros Estados do Brasil, para operarmos algumas de nossas instalações de geração de energia e deter as respectivas concessões:

Cemig Geração e Transmissão S.A. — Em 31 de dezembro de 2012, tínhamos capacidades de geração de energia elétrica em 57 usinas hidrelétricas, três usinas termelétricas e três parques eólicos, o que totaliza uma capacidade de geração de 6.761 MW, valor em que as usinas hidrelétricas contribuíram com 6.528 MW, as usinas termelétricas responderam por 184 MW e os parques eólicos representaram 49 MW.

Além das nossas próprias usinas, a Cemig Geração e Transmissão participa dos seguintes consórcios:

- *Usina Hidrelétrica de Igarapava* — Temos 14,5% de participação no empreendimento e os nossos parceiros são a Vale S.A. (38,2%), a Votorantim Metais Zinco S.A. (23,9%), a Companhia Siderúrgica Nacional S.A. (17,9%) e a Anglogold Ashanti Córrego do Sítio Mineração S.A. (5,5%).

- *Usina Hidrelétrica de Queimado* — Nossa parceira nesse projeto é a CEB Participações S.A. (CEBPar), uma subsidiária da Companhia Energética de Brasília (CEB), uma companhia elétrica controlada pelo estado. Conforme a segunda Alteração ao Contrato de Concessão 006/1997, celebrado em 17 de julho de 2009, a CEB tem uma participação de 17,5% e nós temos os restantes 82,5%.

- *Usina Hidrelétrica de Aimorés* — Temos 49% de participação nessa empresa e nossa parceira, a Vale S.A., tem os restantes 51% de participação.

- *Usina Hidrelétrica de Funil* — Temos uma participação de 49% no empreendimento e nossa parceira, a Vale S.A., tem os restantes 51% de participação.

- *Usina Hidrelétrica de Porto Estrela* — Temos 33,3% de participação no empreendimento e as nossas parceiras são a Vale S.A. (33,3%) e a Companhia de Tecidos Norte de Minas - Coteminas (33,3%).

Light S.A. — Em 31 de dezembro de 2012, geramos eletricidade em cinco usinas hidrelétricas com capacidade instalada de geração total de 866 MW.

Renova Energia S.A. — Em 31 de dezembro de 2012, a energia gerada nas três pequenas centrais hidrelétricas totalizou uma capacidade instalada de 42 MW.

Usina Térmica Ipatinga S.A. – Operamos a Usina Termelétrica de Ipatinga por intermédio de nossa subsidiária.

Usina Térmica Ipatinga S.A. - Essa usina é uma APE (autoprodutora de energia) instalada e operada nas instalações das Usinas Siderúrgicas de Minas Gerais S.A. - USIMINAS, ou Usiminas, uma grande companhia siderúrgica brasileira. A usina fornece energia a uma importante usina siderúrgica de propriedade da Usiminas, localizada no leste de Minas Gerais. A usina atualmente apresenta capacidade instalada de 40 MW, gerada por duas unidades que iniciaram operação em 1986 e que utilizam gás de alto-forno como combustível.

Sá Carvalho S.A. – Operamos a Usina Hidrelétrica Sá Carvalho, localizada no Rio Piracicaba, no Município de Antônio Dias, no Estado de Minas Gerais, por meio de nossa subsidiária Sá Carvalho S.A.. Atualmente, a usina possui capacidade instalada de 78MW.

Rosal Energia S.A. – Em dezembro de 2004, compramos da Caiuá Serviços de Eletricidade S.A., ou Caiuá, a hidrelétrica de Rosal, com capacidade instalada de 55 MW, por R$134 milhões. A hidrelétrica de Rosal, o único ativo da Rosal Energia, fica situada no Rio Itabapoana, que corre ao longo da fronteira entre os Estados do Espírito Santo (Município de Guaçuí) e do Rio de Janeiro (Município de Bom Jesus de Itabapoana).

Cemig Capim Branco Energia S.A. – Constituímos a Cemig Capim Branco Energia S.A. (21.1%) para desenvolver o Complexo de Eletricidade Capim Branco em parceria com a Vale S.A. (48,4%), uma companhia de mineração, a Comercial e Agrícola Paineiras (17,9%), uma agroindústria, e a Votorantim Metais Zinco S.A. (12,6%), ou VMZ, uma companhia metalúrgica. Em 16 de março de 2007, a Aneel publicou a Resolução nº 683, aprovando a alteração da denominação social do Complexo de Geração Capim Branco para Complexo de Geração Amador Aguiar. O projeto consiste das Usinas Hidrelétricas Amador Aguiar I e Amador Aguiar II, com capacidade instalada de 240 MW e 210 MW, respectivamente.

Horizontes Energia S.A. – Constituímos a Horizontes Energia S.A., ou Horizontes Energia, para gerar e comercializar energia elétrica como um PIE (produtor independente de energia), por meio da operação comercial das seguintes usinas hidrelétricas de pequeno porte: Usina Machado Mineiro (Pequena Central Hidrelétrica com capacidade instalada de 1,72 MW), Usina de Salto do Paraopeba (Pequena Central Hidrelétrica com capacidade instalada de 2,37 MW), Usina de Salto Voltão (Pequena Central Hidrelétrica com capacidade instalada de 8,2 MW), e Usina de Salto do Passo Velho (Pequena Central Hidrelétrica com capacidade instalada de 1,8 MW), assim como outros projetos de geração a serem adquiridos ou construídos com nossa participação. A concessão relativa à Pequena Central Hidrelétrica Machado Mineiro expira em 7 de julho de 2025, e as concessões relativas às demais usinas expiram em 4 de outubro de 2030. Atualmente, a Pequena Central Hidrelétrica de Salto do Paraopeba está com suas operações paralisadas devido à reforma. Estimamos que tal usina retome suas operações em 2014.

Usina Termelétrica Barreiro S.A. – Constituímos a Usina Térmica Barreiro S.A. para participar, em parceria com a V&M do Brasil S.A., ou Vallourec & Mannesmann, metalúrgica, da construção e operação da Usina Termelétrica de Barreiro de 12,9 MW, localizada próximo à Vallourec & Mannesmann no bairro Barreiro, na cidade de Belo Horizonte, em Minas Gerais.

CEMIG PCH S.A. – Constituímos a CEMIG PCH S.A. para gerar e comercializar energia como um PIE. Sua principal atividade é a produção e venda de energia elétrica por meio da Pequena Central Hidrelétrica de Pai Joaquim, como um PIE. Esta hidrelétrica, localizada no Rio Araguari, possui uma capacidade elétrica instalada de 23 MW.

Hidrelétrica Cachoeirão S.A. – Constituímos uma companhia para propósito específico denominada Hidrelétrica Cachoeirão S.A., para construir e operar a Pequena Central Hidrelétrica de Cachoeirão. Esta usina, com capacidade instalada de 27MW, está situada no Rio Manhuaçu, na região leste de Minas Gerais. A Cemig Geração e Transmissão possui uma participação de 49% na *Hidrelétrica Cachoeirão* S.A. e a Santa Maria Energética possui participação de 51%.

Pequena Central Hidrelétrica de Paracambi — A Cemig Geração e Transmissão negociou a participação na construção e operação da Pequena Central Hidrelétrica de Paracambi, em parceria com a Light, para implementar e operar o projeto. Cemig Geração de Transmissão detém uma participação de 49% neste projeto, enquanto a Light possui participação de 51%. A usina, com uma capacidade instalada de 25 MW, está localizada no Rio Lajes, no leste do Estado do Rio de Janeiro. A concessão relativa a esta usina expira em fevereiro de 2031. Em 31 de dezembro de 2012, havíamos investido R$203 milhões neste projeto.

Baguari Energia S.A. — Operamos a Usina Hidrelétrica Baguari por meio do Consórcio UHE Baguari, no qual a Baguari Energia possui uma participação de 49%. A usina tem capacidade instalada de 140MW e está localizada no Rio Doce, no Estado de Minas Gerais. A energia gerada é comercializada no ACR. Inicialmente, a Cemig Geração e Transmissão tinha uma participação de 34% nesse consórcio e a Furnas Centrais Elétricas S.A. 15% de participação. Em 2 de fevereiro de 2010, a Aneel transferiu para a Baguari Energia a concessão conjunta da Cemig Geração e Transmissão e Furnas Centrais Elétricas S.A na Usina Hidrelétrica de Baguari.

Hidrelétrica Pipoca S.A. – A Cemig Geração e Transmissão negociou a compra de uma participação na construção e operação da Pequena Central Hidrelétrica Pipoca, em parceria com a Omega Energia Renovável S.A., constituída pelas companhias de investimento Tarpon Investimentos e Warburg Pincus para implementar e operar o projeto. Por meio da Cemig Geração e Transmissão, detemos participação de 49% no capital da Hidrelétrica Pipoca S.A. A usina, com capacidade instalada de 20 MW, está localizada no Rio Manhuaçu, na região leste do Estado de Minas Gerais.

Usinas Eólicas

Usinas eólicas estão se tornando um dos meios mais promissores de geração de energia para o futuro próximo. Além de seu reduzido impacto ambiental, esta fonte de energia é completamente renovável e amplamente disponível no Brasil, de acordo com recentes estudos de potencial. Além disso, seu rápido desenvolvimento técnico durante as décadas recentes resultou em custo mais baixo por MWh, comparado com outros meios de geração de energia. A CEMIG está monitorando a evolução acelerada da geração de energia eólica e sua inclusão na carteira de energia brasileira.

Nossa primeira usina eólica, Morro do Camelinho, começou a operar em 1994. Está localizada em Gouveia, uma cidade no norte de Minas Gerais. Este projeto é a primeira usina eólica no Brasil a ser conectada com a rede nacional de transmissão de energia elétrica. Com capacidade total de geração de 1 MW, Morro do Camelinho foi construída por meio de um acordo de cooperação técnica e científica com o governo da Alemanha. Considerando o caráter experimental da usina, bem como o fato de que o equipamento utilizado está em processo de obsolescência, a Cemig solicitou à Aneel permissão para desativar o local, concedida em 2 de setembro de 2010. Em 15 de agosto de 2009, a Cemig Geração e Transmissão comprou da Energimp S.A. uma participação de 49% em três usinas eólicas localizadas no Estado do Ceará, pelo valor de R$223 milhões. As três usinas eólicas, denominadas UHE Praia do Morgado, UHE Praias de Parajuru e UHE Volta do Rio, têm capacidade total instalada de 99,6 MW.

Central Eólica Praias de Parajuru S.A. está localizada na cidade de Beberibe, no Estado do Ceará. Começou sua operação comercial em agosto de 2009. Toda a sua geração, totalizando 73.525 MWh em 2012, foi vendida para a Eletrobras, segundo o Programa Proinfa, por um período de 20 anos.

Central Eólica Praia do Morgado S.A está localizada na cidade de Acaraú, no Estado do Ceará. Começou a operar comercialmente em maio de 2010. Toda a sua geração, totalizando 59.117 MWh em 2012, foi vendida a Eletrobras, segundo o Programa Proinfa, por um período de 20 anos.

Central Eólica Volta do Rio S.A está localizada na cidade de Acaraú, no Estado do Ceará. Começou suas operações comerciais em setembro de 2010. Toda a sua eletricidade, totalizando 161.238 MWh em 2012, foi vendida a Eletrobras, segundo o Programa Proinfa, por um período de 20 anos.

O gráfico a seguir apresenta a maioria das nossas empresas de geração de energia, incluindo suas subsidiárias e afiliadas:

Expansão da Capacidade de Geração

Atualmente, estamos envolvidos na construção de seis usinas hidrelétricas – Dores de Guanhães, Senhora do Porto, Fortuna II, Jacaré, Santo Antônio e Belo Monte – que aumentarão a capacidade de geração instalada de nossas instalações hidrelétricas em 1.280 MW durante os próximos seis anos. A seguir faremos uma breve descrição destes projetos, cuja conclusão está sujeita a contingências diversas, algumas delas fora de nosso alcance:

SPE Guanhães Energia S.A. – A Cemig Geração e Transmissão negociou a participação na construção e operação de Pequenas Centrais Hidrelétricas, ou PCHs, de Dores de Guanhães, Senhora do Porto, Fortuna II e Jacaré. Em agosto de 2012, a Light Energia adquiriu de nosso parceiro neste projeto, a Investminas Participações S.A., uma controlada integral da GlobalBank Participações e Investimentos S.A, 100% da participação na Guanhães Energia S.A, ou Guanhães Energia. Consequentemente, a Cemig Geração de Transmissão detém uma participação de 49% na Guanhães Energia, enquanto a Light Energia possui participação de 51%. O objetivo da Guanhães Energia é construir e operar essas quatro PCHs, a saber: Dores de Guanhães, com capacidade instalada de 14 MW; Senhora do Porto, com capacidade instalada de 12 MW; Jacaré, com capacidade instalada de 9 MW; e Fortuna II, com capacidade instalada de 9 MW. Dores de Guanhães, Senhora do Porto e Jacaré estão sendo construídas no Rio Guanhães, localizado do município de Dores de Guanhães, Estado de Minas Gerais, e a Fortuna II está sendo construída no Rio Corrente Grande, localizado nos municípios de Guanhães e Virginópolis, Estado de Minas Gerais. A construção foi iniciada em setembro de 2012, e espera-se que as operações comerciais sejam iniciadas no primeiro semestre de 2014. As concessões relativas a tais usinas expiram em dezembro de 2031 para a Fortuna II; em novembro de 2032 para a Dores de Guanhães; e em outubro de 2032 para a Senhora do Porto e Jacaré. Em 31 de dezembro de 2012, havíamos investido R$29 milhões neste projeto.

*Madeira Energia S.A. – A MESA é uma socied*ade de propósito específico (SPE) criada para implementar, criar, operar e manter a usina hidrelétrica de Santo Antônio, na bacia do Rio Madeira, na região Nordeste do Brasil. Tal instalação contará com uma capacidade de geração de 3.150 MW. A Usina Hidrelétrica de Santo Antônio iniciou suas operações em março de 2012, nove meses antes da previsão inicial. A Cemig Geração e Transmissão possui 10% de participação na MESA, e, com base em nossa participação acionária, esperamos investir R$1.676 milhões no desenvolvimento deste projeto.

Norte Energia S.A. - Desde outubro de 2011, a Cemig Geração e Transmissão detém uma participação de 74,5% na sociedade de propósito específico Amazônia Energia em parceria com a Light Energia, a qual detém os 25,5% restantes. A Amazônia Energia detém 9,77% de uma concessão para executar, operar e manter a Usina Hidrelétrica de Belo Monte, no rio Xingu, na região norte do Brasil por meio de outra sociedade de propósito específico, Norte Energia S.A. No final de 2012, restava apenas percentual de 20% para a conclusão da Usina Hidrelétrica de Belo Monte, a qual deverá sem concluída em 31/01/2019, uma marca importante considerando os desafios de um projeto hidrelétrico de 11.233 MW, atualmente a maior usina em construção do mundo, localizada na Floresta Amazônica. Mais de 85% do escopo de fornecimento de equipamentos e construção necessários para a conclusão do projeto já foi contratado, entretanto o projeto ainda esta na fase incial de desenvolvimento. O Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social, ou BNDES, juntamente com dois bancos de investimentos, concederam um empréstimo de R$22,5 bilhões para completar o projeto, o que acreditamos ser outro marco que confirma a consistência do mesmo. A Cemig fará investimentos de R$603 milhões no projeto até 2016.

Consórcio UHE Itaocara — Em 2008, a Cemig Geração e Transmissão participou de um consórcio (49% de participação) com a Itaocara Energia Ltda, uma sociedade de propósito específico detida pela Light S.A., criada para executar, construir, operar e manter a Usina Hidrelétrica de Itaocara. A usina, com uma capacidade de geração de 151 MW, está localizada no Rio Paraíba do Sul, entre os municípios de Itaocara e Aperibé, no estado do Rio de Janeiro. A construção está prevista para começar em 2013.

Renova Energia S.A. — A Light Energia S.A., uma subsidiária da Light S.A., detém 32,31% das ações ordinárias e 21,99% do capital total da Renova, uma companhia que produz energia a partir de fontes renováveis, focada em parques eólicos e pequenas centrais hidrelétricas (PCHs). A Renova vendeu um total de 703MW de capacidade instalada de geração de energia elétrica nos leilões de energia de reserva 2009 e 2010, bem como no leilão A–3 de 2011 e no leilão A-5 de 2012. O portfólio atual da Renova é de 2.051 MW de projetos eólicos e 1.472 MW de PCHs e outros projetos em desenvolvimento. A Renova é a primeira e única empresa dedicada a geração de energia alternativa listada na BM&FBovespa. O aporte da Light na Renova foi de R$360 milhões, que foram utilizados para a implantação de parques eólicos.

Joint-Ventures de Cogeração com Clientes

Pretendemos estabelecer *joint-ventures* com consumidores industriais com o fim de desenvolver instalações de cogeração. Essas instalações seriam construídas nos estabelecimentos dos consumidor*es e gerariam* energia elétrica com utilização de combustível produzido pelos processos indus*triais do cliente. Cada* projeto de cogeração seria custeado, em parte, por meio de um contrato com o consumidor para a compra da energia elétrica gerada nas instalações do consumidor. Assumiríamos a responsabilidade pela operação e manutenção da instalação de cogeração.

Comercialização de Energia

Nos termos da atual regulamentação do setor elétrico brasileiro, as companhias de geração de energia podem operar na comercialização bem como na venda de sua própria produção. A CEMIG começou a intensificar esta atividade em 2009, a qual é complementar à atividade de venda de sua própria geração, adquirindo eletricidade para venda futura, por meio de suas controladas de geração e venda de energia, buscando futuramente aumentar os resultados da companhia. A política de comercialização global da CEMIG é aprovada pelo Conselho de Administração e as transações são individualmente aprovadas pela Diretoria.

Estas transações foram previamente submetidas à análise do Comitê de Gestão de Riscos Energéticos, no qual representantes de várias áreas da CEMIG – financeira, legal, comercial, regulatória e planejamento – participam, com o propósito de determinar os riscos e resultados esperados, utilizando, para isto, análise das condições de mercado, modelos de simulação hidrológica, modelos de riscos energéticos, preços de venda de curto prazo estimados e cálculo da rentabilidade sobre o risco.

Os resultados das atividades de comercialização dependem das condições de mercado, que podem diferir das expectativas da Companhia. Para mitigar os riscos, a CEMIG busca evitar as exposições, vendendo a energia comprada assim que possível.

Transmissão

Visão Geral

Nosso negócio de transmissão consiste principalmente na transferência de grandes volumes de geração das usinas elétricas para agentes consumidores conectados diretamente à rede básica de transmissão, consumidores finais e empresas de distribuição. Nossa rede de transmissão é composto por redes de transmissão e subestações abaixadoras com tensões que variam de 230 kV a 500 kV.

Durante o exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2012, nosso negócio de transmissão registrou uma receita total de R$1.680 milhões. Por outro lado, nossa utilização da rede básica de transmissão por usinas de geração conectadas e sistemas de distribuição e compras de energia elétrica de Itaipu e de outros fornecedores exige que paguemos tarifas programadas à ONS e aos proprietários de outros trechos da rede básica de transmissão. Veja a seção "O Setor Elétrico Brasileiro" e "Item 5. Análise e Perspectivas Operacionais e Financeiras".

A Cemig Geração e Transmissão transportou 5.468 GWh em 2012 atendendo a 15 Clientes Livres industriais de alta voltagem localizados no Estado de Minas Gerais.

As tabelas a seguir apresentam certas informações operacionais relativas à nossa capacidade de transmissão nas datas indicadas:

Extensão da Rede de Transmissão em Milhas

	Em 31 de dezembro de		
Tensão das Linhas de Transmissão	**2012**	**2011**	**2010**
>525 kV	40	55	38
500 kV	3,042	3,155	2,663
440 kV	135	177	177
345 kV	1,286	1,223	1,347
230 kV	1,343	1,197	909
Total..	5,847	5,807	5,134

Capacidade de Transformação (1) das Subestações de Transmissão

	Em 31 de dezembro de		
Tensão das Linhas de Transmissão	**2012**	**2011**	**2010**
Número de subestações de transmissão..	60(2)	60(2)	58(2)
MVA	18,834	18,438	18,079

(1) A capacidade de transformação refere-se à capacidade de um transformador de receber energia a certa tensão e liberá-la a uma tensão reduzida para posterior distribuição.
(2) Não estão consideradas as subestações compartilhadas.

Ativos de Transmissão

Montes Claros–Irapé (Transleste) – Em setembro de 2003, um consórcio formado pela Companhia Técnica de Engenharia Elétrica – ALUSA, ou ALUSA (com participação de 41%), Furnas (participação de 24%), Orteng Equipamentos e Sistemas Ltda., ou Orteng (participação de 10%), e pela CEMIG (participação de 25%), venceu a licitação de concessão da Aneel para a linha de transmissão Montes Claros–Irapé. Conforme exigido no processo licitatório, os sócios constituíram a Companhia Transleste de Transmissão, a qual é responsável pela construção e operação da linha de transmissão. Esta linha de transmissão de 345 kV conecta a subestação localizada em Montes Claros, cidade no norte de Minas Gerais, à subestação da Usina Hidrelétrica de Irapé, com uma extensão de aproximadamente 86 milhas. A operação da linha de transmissão iniciou-se em dezembro de 2005. A concessão expira em fevereiro de 2034.

Itutinga–Juiz de Fora (Transudeste) – Em setembro de 2004, um consórcio formado pela ALUSA, por Furnas, pela Orteng e pela CEMIG, com participações de 41%, 25%, 10% e 24%, respectivamente, venceu a licitação de concessão da Aneel para a linha de transmissão Itutinga–Juiz de Fora. Conforme exigido no processo licitatório, os sócios constituíram a Companhia Transudeste de Transmissão, a qual é responsável pela construção e operação da linha de transmissão. Esta linha de transmissão de 345 kV, com extensão de aproximadamente 89 milhas, liga a subestação da Usina Hidrelétrica de Itutinga e uma subestação localizada em Juiz de Fora, cidade no sudeste de Minas Gerais. As operações comerciais se iniciaram em fevereiro de 2007. A concessão expira em março de 2035.

Irapé–Araçuaí (Transirapé) – Em novembro de 2004, um consórcio formado pela ALUSA, por Furnas, pela Orteng e pela CEMIG, com participações de 41%, 24,5%, 10% e 24,5%, respectivamente, venceu a licitação de concessão da Aneel para a linha de transmissão Irapé–Araçuaí. Conforme exigido no processo licitatório, os sócios constituíram a Companhia Transirapé de Transmissão, a qual é responsável pela construção e operação da linha de transmissão. Esta linha de transmissão de 230 kV, com extensão de aproximadamente 38 milhas, liga a subestação da Usina Hidrelétrica de Irapé e uma subestação em Araçuaí, cidade localizada no nordeste de Minas Gerais. As operações comerciais se iniciaram em maio de 2007 e a concessão expira em março de 2035.

Furnas–Pimenta (Centro-oeste) – Em setembro de 2004, um consórcio formado por Furnas e pela CEMIG, com participações de 49% e 51%, respectivamente, venceu a licitação de concessão da Aneel para a linha de transmissão Furnas–Pimenta. Conforme exigido no processo licitatório, os sócios constituíram a Companhia de Transmissão Centro-Oeste, a qual é responsável pela construção e operação da linha de transmissão. Esta linha de transmissão de 345 kV, com extensão de aproximadamente 47 milhas, liga a subestação da Usina Hidrelétrica de Furnas a uma subestação localizada em Pimenta, cidade na região centro-oeste de Minas Gerais. Suas operações comerciais foram iniciadas em março de 2010. A concessão expira em março de 2035.

Charrúa–Nueva Temuco (Transchile)– Em abril de 2005 um consórcio constituído pela ALUSA e CEMIG, com participação de 51% e 49%, respectivamente, venceu a concessão licitada pelo *Centro de Despacho Económico de Carga del Sistema Interconectado Central*, ou CDEC – SIC, do Chile, para construir, operar e manter a linha de transmissão de 220 kV Charrúa–Nueva Temuco pelo período de 20 anos. Este foi um importante marco na história da CEMIG, configurando nosso primeiro ativo fora do Brasil. Nós e a ALUSA constituímos a Transchile Charrúa Transmisión S.A., uma SPE criada no Chile e responsável pela construção e operação da linha de transmissão. Com uma extensão de aproximadamente 127 milhas, a linha de transmissão conecta as subestações de Charrúa e Nueva Temuco na região central do Chile. Iniciamos o projeto em junho de 2005 e a construção começou em abril de 2007. Em 18 de julho de 2007, a Transchile Charrúa Transmisión S.A. celebrou um contrato de financiamento de projetos com o Banco Interamericano de Desenvolvimento, no valor de US$51,0, relativo à linha de transmissão e subestações. A operação comercial iniciou-se em janeiro de 2010.

TAESA: Em 31 de dezembro de 2012, a CEMIG detinha investimentos diretos (controle conjunto) na TAESA, que possui os seguintes ativos:

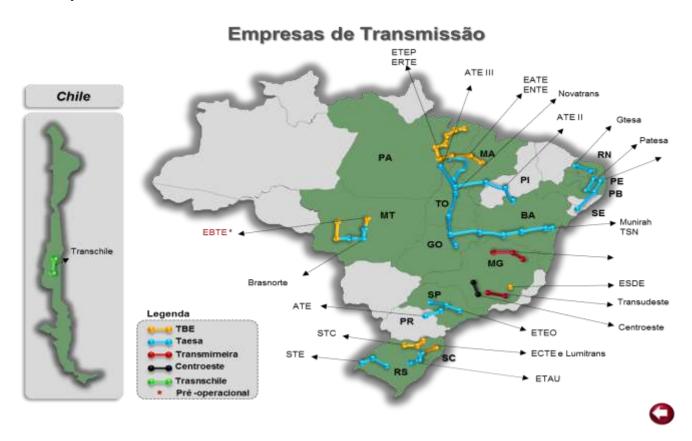
Companhia	Milhas	Capacidade (kV)	Operação	Contrato de Concessão	Data de Validade da Concessão
TSN- Transmissora Sudeste Nordeste S.A.	664	500kV	Abril/03	097/2000	20/12/2030
	4	230kV			
Munirah-Transmissora de Energia S.A.	66	500kV	Novembro/05	006/2004	18/02/2034
Gtesa- Goiânia Transmissora de Energia	32	230kV	Julho/03	001/2002	21/01/2032
Patesa- Paraíso Açu Transmissora de Energia S.A.	84	230kV	Março/04	087/2002	11/12/2032

Novatrans Energia S.A.	794	500kV	Abril/04	095/2000	20/12/2030
ETAU-Empresa de Transmissão Alto Uruguai S.A.	117	230kV	Maio/05	082/2002	18/12/2032
ETEO- Empresa de Transmissão de Energia do Oeste S.A.	312	440kV	Outubro/01	040/2000	12/05/2030
Brasnorte Transmissora de Energia S.A.	237	230kV	Agosto/09	003/2008	17/03/2038
NTE - Nordeste Transmissora de Energia S.A.	116	500 kV	Fevereiro/02	002/2002	21/01/2032
	122	230 kV			
ATE Transmissora de Energia S.A.	230	525 kV	Fevereiro/04	003/2004	18/02/2034
ATE II Transmissora de Energia S.A.	585	500 kV	Março/05	011/2005	15/03/2035
ATE III Transmissora de Energia S.A.	214	500 kV	Março/06	001/2006	27/03/2036
	68	230 kV			
STE – Sul Transmissora de Energia S.A	242	230 kV	Dezembro/02	081/2002	19/12/2032
SGTE - São Gotardo Transmissora de Energia S.A.	0	345 kV	previsto para fevereiro de 2014	024/2012	08/2042

Em 31 de dezembro de 2012, a CEMIG detinha investimentos diretos (controle compartilhado) na EATE, ECTE, ENTE, ERTE, ETEP e EBTE, e investimentos indiretos na STC, Lumitrans e Empresa Santos Dumont de Energia S.A. (“ESDE”) conforme demonstrado na tabela abaixo:

Companhia	Conexão	Extensão (Miles)	Capacidade (kV)	Operação	Contrato de Concessão (2)	Data de Validade da Concessão
EATE (1)	Tucuruí (Pará) para Presidente Dutra (Maranhão)	576	500	Março/2003	12 de junho de 2001	12 de junho 2031
ECTE (1)	Campos Novos (Santa Catarina) para Blumenau (Santa Catarina)	157	525	Março/2002	1º de novembro de 2000	1º de novembro de 2030
ENTE (1)	Tucuruí (Pará) para Açailândia (Maranhão)	285	500	Fevereiro/2005	11 de dezembro de 2002	11 de dezembro de 2032
ERTE (1)	Vila do Conde (Pará) para Santa Maria (Pará)	96	230	Setembro/2004	11 de dezembro de 2002	11 de dezembro de 2032
ETEP (1)	Tucuruí (Pará) para Vila do Conde (Pará)	201	500	Agosto/2002	12 de junho de 2001	12 junho 2031
Lumitrans (1)	Machadinho – Campos Novos	24,8	525	Outubro/2007	18 de fevereiro de 2004	18 fevereiro de 2034
STC (1)	Barra Grande – Lajes- Rio do Sul	114,3	230	Novembro/2007	27 de abril de 2006	27 de abril de 2036
EBTE	Brasnorte-Juba Brasnorte-Parecis Brasnorte Juína, Nova Mutum-Sorriso Sorriso- Sinop	486	230	Junho/2011	16 de outubro de 2008	16 de outubro de 2038
ESDE	LT Barbacena 2- Santos Dumont LT Santos Dumont- Juiz de Fora I	1,8	345	previsto para fevereiro de 2013	19 de novembro 2009	19 de novembro de 2039

(1) A operação e manutenção das linhas de transmissão da EATE, ENTE e ERTE são de responsabilidade da Eletronorte-Centrais Elétrica do Norte do Brasil S.A., ou Eletronorte, as da ECTE de responsabilidade da Celesc e da Eletrosul, as da STC são de responsabilidade da Celesc e as da Lumitrans são de responsabilidade da Eletrosul.
(2) Direito adquirido para operação comercial de serviços públicos de transmissão de energia elétrica por 30 anos, renovável por igual período.

O gráfico abaixo apresenta os ativos de transmissão da CEMIG:

Expansão da Capacidade de Transmissão

Empresa de Transmissão Serrana S.A. – Uma sociedade de propósito específico criada em Janeiro de 2012 pela ECTE, uma sociedade controlada em conjunto pela CEMIG (19,09% de participação), Alupar Investimento S.A. (42,51% de participação), Centrais Elétricas de Santa Catarina S.A. (30,89% de participação) e MDU Resources Luxembourg II LLC, S.à.r. l.. (7,51% de participação), para construir e operar as subestações Abdon Batista, com tensão nominal de 525/230 kV e uma capacidade de transformação projetada de 1.568 MVA, e Gaspar 2, com tensão nominal de 230/138 kV e capacidade de transformação projetada de 300 MVA, ambas no estado de Santa Catarina. A ECTE ganhou a concessão licitada pela Aneel (Leilão 006/2011). A subestação tem como objetivo ligar as usinas Garibaldi e São Roque ao Sistema Integrado Nacional (SIN), e ampliar a oferta de energia elétrica na região do Vale do Itajaí. As obras devem estar concluídas até maio de 2014.

Empresa Santos Dumont de Energia S.A. – Sociedade de propósito específico criada em novembro de 2009 pela ETEP, companhia de controle conjunto de propriedade da CEMIG (49.98% de participação) e Alupar Investimento S.A. (50.01% de participação), com o objetivo de construir e operar as subestações Santos Dumont 2, com tensão nominal de 345/138 kV e capacidade de transformação estimada de 375 MVA, e Satatic Var Compensator (“SVC”) de -88/+100 MVAr, ambas no Estado de Minas Gerais. A ESDE venceu a concessão da Aneel (Leilão 001/2009).

São Gotardo Transmissora de Energia S.A. – Em junho 2012, durante o leilão 005/2012 da Aneel, a TAESA recebeu a concessão do Lote E para a construção, operação e manutenção da subestação de São Gotardo 2 345/138 kV 300 MVA, localizada em Minas Gerais, por um RAP de R$3,8 milhões.

Distribuição e Compra de Energia Elétrica

Visão Geral

Nossas operações de distribuição consistem em transferências de energia elétrica de subestações de distribuição a consumidores finais. Nossa rede de distribuição é composta de ampla rede de distribuição aérea e subterrânea e subestações com tensões inferiores a 230 kV. Fornecemos energia elétrica a pequenos consumidores industriais nos valores mais elevados da faixa de tensão e a consumidores residenciais e comerciais nos valores mais baixos da faixa.

De 1º de janeiro de 2012 a 31 de dezembro de 2012, investimos aproximadamente R$1.446 milhões na construção e aquisição de ativos imobilizados utilizados na ampliação de nosso sistema de distribuição.

As tabelas a seguir fornecem determinadas informações operacionais relativas a nosso sistema de distribuição nas datas indicadas:

	Extensão da Rede de Distribuição em Milhas – Alta Tensão (de subestações de distribuição a consumidores finais) Em 31 de dezembro de		
Tensão da Rede de Distribuição	**2012**	**2011**	**2010**
161 kV	34,2	34,2	34,2
138 kV	7.158,5	7.073,3	7.012,8
69 kV	3.059,9	3.009,9	2.980,7
34.5 kV + Outras	593,4	593,4	593,4
Total	10.710,8	10.710,8	10.621,1

	Extensão da Rede de Distribuição em Milhas – Média e Baixa Tensões (de subestações de distribuição a consumidores finais) Em 31 de dezembro de		
Tensão da Rede de Distribuição	**2012**	**2011**	**2010**
Redes de distribuição urbanas aéreas	58.109,26	56.931,3	56.406,7
Redes de distribuição urbanas subterrâneas	426,97	426,9	426,9
Redes de distribuição rurais aéreas	239.381,83	234.785,0	225.227,8
Total	297.864,46	292.143,2	282.061,4

	Capacidade de Transformação Abaixadora (1) de Subestações de Distribuição Em 31 de dezembro de		
	2012	**2011**	**2010**
Número de subestações	370	366	364
MVA	9.178,0	8.623,5	8.427,0

(1) A capacidade de transformação abaixadora refere-se à capacidade de um transformador de receber energia a certa tensão e liberá-la a uma tensão reduzida para posterior distribuição.

Expansão da Capacidade de Distribuição

Nosso plano de expansão de distribuição para os próximos cinco anos baseia-se em projeções de crescimento de mercado. Para os próximos cinco anos, segundo nossas previsões, haverá um aumento de, aproximadamente, 1,22 milhão novos consumidores urbanos e 45.000 consumidores rurais. Para fazer face a este crescimento, segundo prevemos, temos de acrescentar mais 159.562 postes de rede de distribuição de média tensão, 736 milhas de linhas de transmissão e 14 subestações abaixadoras, adicionando 656 MVA à nossa rede de distribuição, aumentando a capacidade instalada da rede para 1.258 MVA, incluindo reforços. As estimativas de investimentos mencionadas acima para o período de cinco anos de 2013 a 2017 apresentadas abaixo, foram feitas com base na nossa disponibilidade de orçamento, porém nosso orçamento futuro se encontra em processo de aprovação pelo nosso Comitê de Priorização do Orçamento, que considera as mudanças estruturais ocorridas como resultado das recentes alterações no setor de energia. Projetos em andamento para desenvolvimento de nossa capacidade de distribuição incluem os seguintes:

Cresce Minas – O projeto Cresce Minas foi lançado em 2007 para revitalizar e expandir o sistema de distribuição na região norte do Estado de Minas Gerais, melhorando a confiabilidade do sistema e aumentando a qualidade do serviço para os

consumidores. Espera-se que o projeto beneficie aproximadamente 340 municípios (41% do total) do Estado de Minas Gerais, englobando uma população total de aproximadamente 4,1 milhões, dos quais aproximadamente 1,1 milhão são consumidores. Em 2012, a Cemig investiu R$9 milhões exclusivamente para fortalecer o sistema de distribuição de média-tensão, de um total de R$270 milhões estimado. A Cemig também investiu R$56 milhões em 2012 para fortalecer a rede de subtransmissão, de um total estimado de R$480 milhões. O projeto foi concluído em 2012, e o valor adicional investido totalizou R$750 milhões, conforme estimado.

Aquisição de Energia Elétrica

Durante o exercício encerrado em 31 de dezembro de 2012, compramos 8.421,503 GWh de energia elétrica de Itaipu, representando aproximadamente 27,3% da energia elétrica por nós vendida a consumidores finais e 667,23 GWh (2,2%) da energia elétrica do Proinfa. Além da energia elétrica adquirida de Itaipu e Proinfa, temos basicamente dois outros tipos de fornecimento: (i) compras de energia por meio de leilões públicos, que representaram aproximadamente 64,7% da energia elétrica adquirida para revenda durante o exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2012, e (ii) contratos de compra e venda de energia de longo prazo, celebrados anteriormente à entrada em vigor do Novo Modelo do Setor Elétrico, que representaram aproximadamente 5,8% da energia elétrica adquirida em 2012.

Itaipu — Itaipu é uma das maiores usinas hidrelétricas em operação do mundo, com capacidade instalada de 14.000 MW. A Centrais Elétricas Brasileiras S.A., ou Eletrobrás, *holding* controlada pelo Governo Federal, detém participação de 50% na usina de Itaipu, ao passo que os restantes 50% são detidos pelo governo do Paraguai. Nos termos do tratado de 1973 celebrado com o Paraguai, o Brasil tem a opção de comprar a totalidade da energia elétrica gerada por Itaipu que não for consumida pelo Paraguai. Geralmente o Brasil compra mais de 95% da energia elétrica gerada por Itaipu.

Somos uma das companhias de distribuição de energia elétrica que operam nas regiões sul, sudeste e centro-oeste do Brasil obrigadas a comprar, em conjunto, a totalidade da energia elétrica gerada por Itaipu que cabe ao Brasil, de acordo com a Lei 5.899/1973. O Governo Federal aloca a parcela do Brasil de energia elétrica de Itaipu entre as referidas companhias elétricas em montantes proporcionais à sua respectiva participação de mercado nas vendas de energia elétrica totais. A Aneel expediu a Resolução N° 1240/2011 que exigiu que a Cemig Distribuição e a Light Serviços de Eletricidade S.A. compressem 13,31% e 8,46%, respectivamente, da totalidade do volume de energia elétrica comprada pelo Brasil de Itaipu em 2012, a tarifas fixadas de forma a custear as despesas operacionais de Itaipu e os pagamentos de principal e juros sobre os empréstimos denominados em dólares de Itaipu, bem como o custo em reais de transmissão dessa energia ao sistema elétrico interligado. Essas tarifas estão acima da média nacional para fornecimento de energia elétrica de grandes volumes, sendo calculadas em dólares dos Estados Unidos. Dessa forma, as flutuações da taxa de câmbio do dólar dos Estados Unidos/real afetarão o custo, em termos reais, da energia elétrica que somos obrigados a comprar de Itaipu. Historicamente, temos sido capazes de recuperar o custo dessa energia elétrica cobrando dos consumidores tarifas de fornecimento. De acordo com nosso contrato de concessão, os aumentos das tarifas de fornecimento poderão ser repassados ao consumidor final mediante aprovação da Aneel. Assim como a Cemig Distribuição S.A., a Light opera no Sistema Interligado Nacional nas regiões Sudeste e Centro-oeste, compartilhando, desse modo, a obrigação de comprar energia de Itaipu.

Desde 2007, a Aneel publica no final de cada exercício o volume de energia a ser comprada de Itaipu por cada uma das distribuidoras de energia elétrica para o exercício seguinte, como orientação para os cinco exercícios subsequentes. Com base nisto, as empresas de distribuição podem estimar antecipadamente as suas necessidades de energia remanescentes para os próximos leilões públicos de energia.

Contratos Provenientes dos Leilões — Adquirimos energia elétrica por meio de leilões públicos na CCEE. Esses contratos foram formalizados entre a CEMIG e os diversos vendedores de acordo com os termos e condições estabelecidos nos editais dos leilões. A tabela a seguir demonstra as quantidades de energia elétrica adquiridas, tarifas médias originais e preços, relativos aos CCEARs resultantes da energia elétrica adquirida pela CEMIG. Veja a seção "— O Setor Elétrico Brasileiro" para maiores informações sobre a CCEE e o CCEAR.

Tarifa média (R$/MWh)	Energia elétrica contratada (MW — média por ano)	Período do contrato
57,51	530,17	2005 a 2012
67,33	919,14	2006 a 2013
83,13	105,47	2008 a 2015
79,99	18,15	2012 a 2014
106,95	4,47	2008 a 2037
132,27	35,31	2008 a 2022
114,2	3,16	2009 a 2038
126,77	60,41	2009 a 2038
129,26	40,36	2009 a 2023
132,39	31,02	2009 a 2023
115,05	91,77	2010 a 2039
134,99	20,12	2010 a 2039
121,81	88,98	2010 a 2024
138,85	61,23	2010 a 2024

134,67	431,17	2010 a 2024
120,86	24,71	2011 a 2040
137,44	23,24	2011 a 2025
128,42	63,89	2011 a 2025
129,14	56,57	2012 a 2041
128,37	126,34	2012 a 2026
78,87	122,83	2012 a 2041
77,97	457,75	2015 a 2044
102,00	52,76	2014 a 2044
80,10	336,40	2014 a 2033
99,48	46,80	2015 a 2044
67,31	136,73	2015 a 2044

A Cemig Geração e Transmissão participou no Leilão A-1 patrocinado pela Aneel em 2011, representando a negociação de 85 MW médios por ano, com tarifa de R$80,00/MWh.

A estratégia operacional da Cemig Geração e Transmissão em leilões de energia no ACR é baseada nas premissas estabelecidas por sua administração tais como curva aprovada de preços futuros e a estrutura de equilíbrio de energia, que define a disponibilidade a ser direcionada a agentes neste mercado, buscando maximizar a receita e o lucro líquido, ao mesmo tempo em que minimiza a volatilidade do fluxo de caixa operacional.

Contratos Bilaterais – A Cemig Distribuição celebrou contratos bilaterais com vários fornecedores anteriormente à entrada em vigor do Novo Modelo do Setor Elétrico em 2004. Tais contratos são válidos de acordo com os termos e condições originalmente pactuados, não podendo ser renovados. Durante o ano encerrado em 31 de dezembro de 2012, a Cemig Distribuição adquiriu 1.803,346 GWh em relação a estes contratos, o que representou 5,8% da energia elétrica total comprada pela Cemig Distribuição durante 2012.

Outras Atividades

Distribuição de Gás Natural

A Gasmig foi constituída em Minas Gerais, Brasil, no ano de 1986 com a finalidade de desenvolver e implementar a distribuição de gás natural em Minas Gerais. A CEMIG detém participação de aproximadamente 60% na Gasmig enquanto a Petrobras, por meio de sua subsidiária Gaspetro – Petrobras Gás S.A. detém 40% da Gasmig. A participação remanescente é detida pelo governo da cidade de Belo Horizonte. Em julho de 1995, o Governo do Estado de Minas Gerais outorgou à Gasmig uma concessão exclusiva de 30 anos (contada a partir de janeiro de 1993), para a distribuição de gás natural abrangendo todo o Estado de Minas Gerais e os respectivos consumidores desse Estado. Os esforços de marketing da Gasmig concentram-se em sua capacidade de fornecer uma alternativa, mais eficiente economicamente e não agressora do meio ambiente, ao petróleo, gás liquefeito de petróleo, ou GLP, e madeira. Em 2012, a Gasmig forneceu aproximadamente 3.6 milhões de metros cúbicos de gás natural por dia a 313 consumidores de trinta cidades: 111 indústrias de grande e médio porte, 106 usinas industriais de pequeno porte e consumidores comerciais, 86 postos distribuidores de gás natural para veículos, ou GNV, no varejo, 2 termelétricas, e 8 distribuidoras de gás natural comprimido, ou GNC. Além disso, 40 unidades residenciais foram conectadas ao sistema de gás, estando prontas para uso. Em 2012, a Gasmig distribuiu aproximadamente 6,3% de todo o gás natural distribuído no Brasil.

A Gaspetro adquiriu sua participação acionária de 40% na Gasmig nos termos de um Acordo de Associação datado de 25 de agosto de 2004, entre a CEMIG, a Gasmig, a Gaspetro e a Petrobras. Nos termos do Acordo de Associação, a Petrobras comprometeu-se a efetuar investimentos para expansão da capacidade dos atuais gasodutos conectados à rede de distribuição da Gasmig e para construir novos gasodutos, tendo a CEMIG e a Gaspetro se comprometido a custear o plano de investimentos da Gasmig para expansão de sua rede de distribuição.

A operação foi implementada em 15 de dezembro de 2004, quando a Petrobras, por intermédio de suas subsidiárias Gaspetro e TSS, concluiu a aquisição de participação societária de 40% na Gasmig. Em 26 de julho de 2006, a TSS foi incorporada pela Gasmig. Como condição para tal investimento, a Petrobras e a CEMIG celebraram um Acordo de Acionistas por meio do qual a CEMIG, a Petrobras e suas subsidiárias passaram a compartilhar a administração da Gasmig. Em 15 de dezembro de 2004, a GASMIG celebrou um contrato de fornecimento adicional com a Petrobras que garante um aumento gradual de fornecimento de até 5,1 milhões de metros cúbicos de gás natural por dia, durante um período de 20 anos, além dos 3,5 milhões de metros cúbicos por dia já previamente contratados. Este contrato de fornecimento adicional destina-se ao fornecimento de gás natural para as regiões do Vale do Aço em Minas Gerias e do sul de Minas Gerais, e também para a expansão do serviço para as regiões da Grande Belo Horizonte, a Zona da Mata (no sudeste de Minas Gerais) e Campos das Vertentes (região histórica), nos mercados industrial, comercial, automobilístico e residencial. O Contrato de Suprimento Adicional, ou CSA, tem prazo de 20 anos, sendo que iniciamos o fornecimento comercial relativo ao contrato em maio de 2010. Nos termos deste contrato, o preço é determinado com base na cesta de preços do petróleo no mercado internacional. Nossa associação com a Petrobras expandiu a capacidade de distribuição da Gasmig e a partir de maio de 2010 a dezembro de 2012, a venda de gás natural da Gasmig aumentou aproximadamente 47%. Prevemos que os investimentos de capital da Gasmig para 2013 serão utilizados principalmente para

expansão de nossa rede de distribuição e crescimento da GNC e no segmento residencial. A Gasmig já concluiu a ampliação necessária para atender as regiões do Vale do Aço e a região sul do Estado de Minas Gerais.

Nossa relação com a Petrobras é regida por dois contratos de longo prazo, que expiram em 2020 e 2030. O preço cobrado pela Gasmig de seus consumidores é baseado no preço cobrado pela Petrobras, acrescido de uma margem. Portanto, todos os aumentos de custos na compra de gás natural da Gasmig são repassados a seus consumidores por meio de aumentos de tarifas.

Muitas indústrias intensivas em termos de energia, tais como cimento, siderurgia, ferro-ligas e metalurgia, operam significativamente em Minas Gerais. Estimamos que a demanda total de gás natural em Minas Gerais chegará a aproximadamente 3,8 milhões de metros cúbicos de gás por dia até 2013. A principal estratégia da Gasmig é a expansão de sua rede de distribuição de forma a cobrir a parcela da demanda ainda não atendida. A Gasmig dedica-se ao desenvolvimento de novos projetos de ampliação de seu sistema de distribuição de gás natural para atender consumidores de outras áreas de Minas Gerais, principalmente áreas densamente industrializadas. Em 2006, a Gasmig começou a fornecer gás para três companhias industriais na região do Vale do Aço, em Minas Gerais, concluindo, desta maneira, a primeira fase do serviço para aquela região do Estado de Minas Gerais. O volume médio de gás natural distribuído na primeira fase foi de, aproximadamente, 200.000 metros cúbicos por dia. A segunda fase, iniciada em 2009, foi concluída em 2010, acrescentando 155 milhas às redes da Gasmig, e aproximadamente 1.000.000 m^3 por dia ao mercado da Gasmig em 2012.

Em 2012, a Gasmig investiu aproximadamente R$41,7 milhões na expansão de sua rede de gasodutos com o fim de atender mais consumidores no Estado de Minas Gerais. Os recursos para financiar a expansão vieram principalmente de seu próprio fluxo de caixa e de empréstimos do BNDES. A capacidade do gasoduto que transporta gás natural da bacia petrolífera de Campos (Estado do Rio de Janeiro, Brasil) foi aumentada em 2010 através de uma expansão realizada pela Petrobras.

Exploração e Produção de Petróleo Cru e Gás Natural

Em 18 de dezembro de 2008, a CEMIG e seus sócios, Companhia de Desenvolvimento Econômico de Minas Gerais – Codemig (“Codemig”*)*, Imetame Energia S.A. (“Imetame”, denominada anteriormente de Comp Exploração e Produção de Petróleo e Gás S.A.), Sipet Agropastoril Ltda. (“Sipet”) e Orteng Equipamentos e Sistemas Ltda. (“Orteng”) participou da 10ª Rodada de Leilões do Brasil realizada pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, ou ANP, e celebraram contratos de concessão referentes a quatro blocos de exploração na Bacia do São Francisco, um bloco na Bacia Potiguar, e um bloco na Bacia do Recôncavo. Em 30 de junho de 2009, o consócio formado pela CEMIG, Codemig, Imetame, Sipet, e Orteng celebrou contratos de concessão referentes aos três blocos. A participação da CEMIG e Codemig é de 24,5% cada uma. A participação total da Imetame, Sipet e Orteng é de 51%, mas a participação individual dessas três sociedades varia dependendo de cada bloco. Em 07 de julho de 2010, a CEMIG, Codemig e Imetame formaram três consórcios responsáveis pelos contratos de concessão relativos a outros três blocos. Os três consórcios têm a mesma composição: CEMIG – 24,5%, Codemig – 24,5% e Imetame – 51%. Esses consórcios celebraram contratos de concessão a respeito desses três blocos em 7 de outubro de 2011. O investimento estimado da CEMIG não deverá exceder R$30 milhões na fase de exploração.

Telecomunicações, Internet e Televisão a Cabo

Em 13 de janeiro de 1999, a Cemig Telecomunicações S.A, ou Cemig Telecomunicações, foi constituída em Minas Gerais, Brasil, sob a forma de uma *joint-venture* com a AES Força Empreendimentos Ltda., integrante do grupo AES Corporation. Atualmente, detemos 99,9% de participação no capital da Cemig Telecomunicações.

A Cemig Telecomunicações iniciou suas operações comerciais em janeiro de 2001. Os principais serviços de telecomunicações fornecidos pela Cemig Telecomunicações por meio de sua rede são o transporte e acesso de sinal, ambos para aplicações ponto a ponto e ponto a multiponto, prestados principalmente a operadoras de telecomunicações e provedores de serviços de Internet com base em canal exclusivo. A Cemig Telecomunicações também está ampliando seus serviços de Internet de banda larga.

A Cemig Telecomunicações presta serviço de rede de televisão a cabo em 12 cidades de Minas Gerais, de acordo com contrato de prestação de serviços de 15 anos, cujo término ocorrerá em 31 de dezembro de 2015, celebrado com a WAY TV Belo Horizonte, ou OITV, e a Brasil Telecomunicações, cada qual detentora de concessões para prestação de serviços de televisão a cabo e Internet em determinadas cidades de Minas Gerais, por meio do qual a Cemig Telecomunicações permite a estas companhias utilizar sua infraestrutura de rede. Em contrapartida, a Brasil Telecomunicações está obrigada a entregar à Cemig Telecomunicações S.A. porcentagem da receita proveniente de seus assinantes de televisão a cabo e da Internet e a OITV realiza pagamento por cada quilômetro de rede utilizada por ela.

A Cemig Telecomunicações também nos presta serviços de transmissão de dados intraempresa de acordo com contrato de cinco anos assinado em 2001 e renovado em outubro de 2007. Utilizamos esse serviço para comunicações internas, assim como para certas comunicações com nossos clientes.

No dia 30 de junho de 2010, o Conselho de Administração da Cemig Telecomunicações aprovou a celebração de um contrato de compra e venda de ações para a aquisição pela Cemig Telecomunicações de 49% das ações ordinárias emitidas pela Ativas Data Center S.A, ou Ativas. A Ativas presta serviços de infraestrutura referentes à Tecnologia da Informação e Comunicação (TIC), incluindo hospedagem, colocação, armazenamento e *backup* de sites de base de dados, serviços profissionais, segurança e disponibilidade da informação.

Em setembro de 2010, a Cemig Telecomunicações celebrou um contrato com a Algar Telecom para prestar serviços na GPON (*Gigabit Passive Optical Network*). O Projeto GPON consiste de um serviço *Triple Play* (Dados, Voz e Vídeo), a ser oferecido primeiro para condomínios na Região Metropolitana de Belo Horizonte, por meio de uma rede de banda ultra-alta FTTH (*Fiber To The Home*) utilizando tecnologia GPON. Essa tecnologia oferece enorme capacidade de transmissão de dados, instalação simples e de baixo custo e manutenção.

Serviços de Consultoria e Outros Serviços

Prestamos serviços de consultoria aos governos e companhias de utilidade pública do setor elétrico com a finalidade de auferir receitas adicionais a partir da tecnologia e *expertise* por nós desenvolvidas por meio de nossas operações. No decorrer dos últimos dez anos, prestamos esse tipo de serviço a órgãos e companhias governamentais em dez países, entre eles Canadá, Paraguai, Honduras, El Salvador, e ao governo do Panamá.

Em 2012 a Efficientia concluiu a implantação de sete projetos de eficiência energética sob sua gestão, nos setores industrial, comercial e de serviços nas áreas de força motriz, ar comprimido e iluminação. A economia de energia gerada por estes projetos totalizou 20.271,71 MWh/ano. Foi investindo um total de R$ 5.39 milhões implantação destes projetos. A Efficientia registrou uma receuta de venda de R$ 13 milhões, e um lucro líquido de R$ 7,2 milhões nesse período, um aumento de 18,8% em relação ao ano anterior. O orçamento da Efficientia para o período de 2013-2015 inclui investimentos médios anuais planejados de R$ 40 milhões em projetos desta natureza.

Venda e comercialização de energia elétrica

Oferecemos serviços relacionados com a venda e comercialização de energia elétrica no setor elétrico brasileiro, tais como avaliação de cenários, representação dos consumidores na CCEE, estruturação e intermediação de operações de compra e venda de energia elétrica, consultoria e serviços de consultoria, além dos serviços relacionados com a compra e venda de energia no mercado livre através de nossas subsidiárias integrais Cemig Trading S.A. e Empresa de Serviços de Comercialização de Energia Elétrica S.A.

Perdas de Energia

Reconhecemos as perdas de energia em conexão com as nossas operações na rede básica nacional, que é operada pela ONS, denominada Rede Básica. Essas perdas de energia são divididas em perdas “técnicas” e “não técnicas”.

Segundo a tabela do Balanço de Energia Elétrica da Cemig, o total de perdas de energia da Cemig em 2012 foi de 6.317 GWh, um aumento de 10,6% em relação a 2011 (5.712 GWh). A Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) atribuiu à Cemig Distribuição 418 GWh de perdas na rede básica nacional em 2012. As demais perdas de energia, 5.899 GWh, incluem perdas técnicas e não técnicas no sistema de distribuição local.

As perdas totais de energia da Light Serviços de Eletricidade S.A. em 2012 foram de 8.584 GWh, em comparação com 7.582 GWh em 2011, representando 23,6% do total de energia que passou através do sistema de distribuição local, incluindo perdas técnicas e não técnicas. As perdas não técnicas totalizaram 6.007 GWh, equivalentes a 45,4% de energia faturada no mercado de baixa tensão (critério utilizado pela Aneel), ou 16,5% da carga da rede básica nacional. Além dessas perdas no ano de 2012, 530,1 GWh foram relacionados a perdas na rede básica nacional atribuídas à Light Serviços de Eletricidade pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE).

As perdas técnicas respondem por aproximadamente 81,3% das perdas de energia da Cemig Distribuição e 6,9% da Light no sistema de distribuição local em 2012. Essas perdas são o resultado inevitável do processo de transformação do nível de tensão e transporte de energia elétrica. Procuramos minimizar perdas técnicas por meio da realização de avaliações rigorosas e regulares da qualidade de nossa distribuição de energia elétrica e de nossas instalações. Nosso sistema de transmissão e distribuição são rotineiramente atualizados e ampliados visando a manter padrões de qualidade e credibilidade, reduzindo, consequentemente, as perdas técnicas. Ademais, operamos nosso sistema de transmissão e distribuição em certos níveis específicos de tensão a fim de minimizar perdas.

As perdas técnicas não são comparáveis. Trechos mais longos de distribuição (por exemplo, área rural) naturalmente têm as perdas técnicas maiores.

As perdas não técnicas responderam pelos, aproximadamente, 18,7% restantes das perdas de energia da Cemig Distribuição e 16,7% da Light em 2012 no sistema de distribuição, sendo ocasionados por fraude, conexões ilegais, erros de medição e defeitos do medidor. A fim de minimizar as perdas não técnicas, regularmente tomamos medidas preventivas, inclusive: inspeção dos medidores e conexões dos consumidores, modernização dos sistemas de medição, treinamento do pessoal responsável pela leitura dos medidores, padronização dos procedimentos de instalação e inspeção dos medidores, instalação de medidores com garantias de controle de qualidade, atualização do banco de dados dos consumidores e desenvolvimento de rede de distribuição protegida contra roubo. Ademais, desenvolvemos um sistema integrado projetado para auxiliar na detecção e medição de perdas controláveis em todas as partes de nosso sistema de distribuição.

As perdas não técnicas são parcialmente comparáveis entre companhias de energia, uma vez que indicam as ineficiências do setor e as complexidades sociais na área de concessão. No final de 2012, os indicadores que medem a qualidade no fornecimento pela Cemig Distribuição, DEC – Duração Equivalente de Interrupção por Consumidor, em horas por ano, e FEC – Frequência Equivalente de Interrupção por Consumidor foram de 14,73 e 7,03, respectivamente, em comparação com 14,32 e 7,01 em 2011. Ao final de 2012, o DEC e o FEC da Light foram de 18,15 e 8,39, respectivamente, em comparação com 16,73 e 7,76 em 2011.

Clientes e Faturamento

Base de Clientes

A Cemig comercializa energia no mercado em que atua através das suas subsidiárias, Cemig Geração e Transmissão, Hidrelétrica de Cachoeirão, Hidrelétrica de Pipoca, Cemig Baguari Energia, Centrais Eólicas Praias de Parajuru, Praia do Morgado e Volta do Rio e suas afiliadas (Horizontes Energia, Termelétrica Ipatinga, Sá Carvalho, Termelétrica de Barreiro, Cemig PCH, Rosal Energia, Cemig Capim Branco Energia), e (ii) as sociedades Light, Light Serviços Elétricos, Energia e Light Lightger.

Este mercado consiste na venda de energia para consumidores cativos nas áreas de concessão nos estados de Minas Gerais e Rio de Janeiro e fora desses estados, na comercialização de energia elétrica a outros agentes de energia no ACR - Ambiente de Contratação Regulada e aos Consumidores Livres no ACL - Ambiente de Contratação Livre, as vendas no PROINFA - Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica e CCEE - Câmara de Comercialização de Energia Elétrica.

Nós vendemos um total de 63.350 GWh de energia elétrica em 2012, um aumento de 1,6% em relação a 2011. As vendas de energia elétrica para consumidores finais em 2012 totalizaram 46.216 MWh, um aumento de 2,1% sobre 2011, devido à expansão nos segmentos de consumidores residenciais, comerciais/serviços e rurais.

A energia elétrica fornecida aos consumidores cativos foi de 24.634 GWh, um aumento de 1,5% sobre 2011, e a energia vendida no mercado livre totalizou 21.582 GWh, um aumento de 2,7% sobre 2011.

As vendas de energia elétrica para outros agentes do setor no Mercado de Contratação Regulada e no Mercado de Contratação Livre (comercializadoras e geradoras) totalizaram 13.368 GWh em 2012, equivalente a uma redução de 7,1% comparado a 2011, devido a: (i) aumento nas vendas para o Mercado de Contratação Regulada de 1,8% devido especialmente ao início do contrato de “energia nova” em 2012; e (II) a redução das vendas no Mercado de Contratação Livre de 28,3%.

Contratos de “energia nova” são resultantes dos “leilões de energia nova” promovidos pelo Ministério de Minas e Energia, ou MME. Esses leilões são destinados a novos empreendimentos de geração, que ainda não entraram em operação comercial, e devem promover o aumento a capacidade instalada total do sistema. O contrato de venda de energia nova da CEMIG GT, que teve início em 2012, se refere à usina hidrelétrica de Funil-Grande, que apesar de ter entrado em operação comercial alguns anos antes, foi habilitada pelo MME para participar dos leilões de energia nova.

A redução nas vendas para outros agentes do Mercado de Contratação Livre foi resultado da estratégia comercial da Cemig Geração e Transmissão, que priorizou a prestação de serviços a consumidores finais (Consumidores Livres e consumidores incentivados), com sua participação no Mercado Regulado e no Mercado de Contratação Livre basicamente condicionada pela disponibilidade de fornecimento pela Cemig.

Consumidores incentivados são uma classe de consumidores livre que possuem demanda de energia entre 500 e 3.000 kW. Esses consumidores podem comprar energia de fontes alternativas (pequenas centrais hidrelétricas, usinas de biomassa e usinas eólicas), que possuem desconto nas tarifas de uso da rede elétrica das empresas distribuidoras. Ao comprar energia de empreendimentos de fontes alternativas, esses consumidores também recebem o mesmo benefício de desconto nas tarifas de uso do sistema.

As vendas de energia elétrica na CCEE em 2012 foram de 3.639 GWh, uma redução de 21,0% em relação ao ano de 2011, principalmente em função de menor disponibilidade de energia secundaria em 2012, em relação a 2011.

As vendas de energia elétrica no PROINFA de 2012 foram de 127 GWh, um aumento de 5,0% em relação ao ano de

2011, principalmente em função da quantidade de vento significativamente superior aos níveis verificados em 2011, acima inclusive das projeções para o projeto.

As vendas de energia elétrica encontram-se detalhadas na tabela abaixo, dividida entre a energia vendida em cada mercado no qual a Cemig operou nos anos de 2011 e 2012.

Vendas em GWh	2012		2011		Variação, %
	GWh	%	GWh	%	2011–2012
Cemig consolidada (1)	63.350	100,0	64.402	100,0	(1,6)
Vendas a consumidores finais	46.216	73,0	45.283	70,3	2,1
Residenciais	8.871	14,0	8.548	13,3	3,8
Industriais	25.473	40,2	25.581	39,7	(0,4)
Consumidores cativos	4.174	6,6	4.719	7,3	(11,5)
Consumidores livres	21.298	33,6	20.862	32,4	2,1
Comerciais	5.723	9,0	5.340	8,3	7,2
Consumidores cativos	5.438	8,6	5.181	8,0	5,0
Consumidores livres	284	0,4	159	0,2	78,2
Rurais	2.857	4,5	2.633	4,1	8,5
Outras categorias	3.293	5,2	3.182	4,9	3,5
Vendas no atacado	13.368	21,1	14.393	22,3	(7,1)
Mercado regulado - contratos CCEAR	10.329	16,3	10.151	15,8	1,8
Contratos livres e “bilaterais”	3.039	4,8	4.242	6,5	(28,3)
Vendas no âmbito do Proinfa	127	0,2	121	0,2	5,0
Vendas na CCEE	3.639	5,7	4.605	7,1	(21,0)

(1) Vendas Consolidadas da Cemig Distribuição e da Cemig Geração e Transmissão.

A Light vendeu um total de 5.373 GWh em 2012, um aumento de 2,7% comparado a 2011. A energia elétrica fornecida a consumidores cativos totalizou 4.103 GWh, uma redução de 2% comparado a 2011, enquanto a eletricidade vendida para Consumidores Livres somou 746,6 GWh, uma redução de 20,5% comparado a 2011.

O consumo de energia total da área de concessão da Light SESA (incluindo ambos consumidores e transporte à Clientes Livres) totalizou 23.384 GWh em 2012, um aumento de 2,0% em 2011. Considerando-se o consumo dos Consumidores Livres CSN e CSA (sendo o CSA apenas no primeiro trimestre de 2011), o consumo total teria sido de 25.003 GWh em 2012, comparado a 24.658 GWh em 2011.

As vendas da Light SESA estão detalhadas na tabela abaixo, discriminadas por energia vendida para cada mercado em que o grupo operou nos exercícios de 2011 e 2012.

Número de Clientes	Dezembro de 2012		Dezembro de 2011		Variação %
	GWh	%	GWh	%	2011–2012
Light SESA	20.054	100,0	19.877	100,0	0,9
Residenciais	8.149	40,6	8.418	42,4	(3,2)
Industriais	1.528	7,6	1.731	8,7	(11,7)
Comerciais	6.856	34,2	6.310	31,7	8,7
Rurais	53	0,3	53	0,3	0,0
Outras Categorias	3.468	17,3	3.365	16,9	3,1

O número de clientes faturados no Grupo CEMIG atingiu 7.535 milhões em dezembro de 2012, um aumento de 2.7% em relação a dezembro de 2011.

Em 2012, através da expansão do nosso sistema de transmissão e distribuição, a Cemig Geração e Transmissão teve um acréscimo de 87 Consumidores Livres e a Cemig Distribuição faturou 198.753 novos consumidores finais, o que representa um aumento de 2.71% em relação a 2011. Entretanto, a Light SESA registrou uma redução de 98 mil Consumidores Finais representando um decréscimo de 2,4% em relação a 2011. Este resultado é devido à mudança de política da Light em relação aos clientes com longo prazo de inadimplência, rescindindo seus contratos, em conformidade com a Resolução 414 da ANEEL.

O número de clientes registrados pela Cemig Distribuição e Cemig Geração e Transmissão está detalhado na tabela abaixo, discriminado por energia vendida para cada mercado em que o grupo operou nos exercícios de 2011 e 2012.

Número de clientes	Dezembro de 2012		Dezembro de 2011		Variação, %
	Clientes	%	Clientes	%	2011-2012
Cemig consolidada (1)	7,535,180	100.0	7,336,343	100.0	2.7
Fornecimento no varejo	7,535,124	100.0	7,336,284	100.0	2.7
Residenciais	6,032,910	80.1	5,862,612	69.9	2.9
Industriais	77,455	1.0	77,230	1.0	0.3
Consumidores cativos	77,170	1.0	77,002	1.0	0.2
Consumidores livres	285	0.0	228	0.0	25.0
Comerciais	690,692	9.2	670,102	9.1	3.1
Consumidores cativos	690,627	9.2	670,067	9.1	3.1
Consumidores livres	65	0.0	35	0.0	85.7
Rurais	660,138	8.8	653,657	8.9	1.0
Outras categorias	73,929	1.0	72,683	1.0	1.7
Vendas no atacado	56	0.0	59	0.0	(5.1)
Mercado regulado - contratos CCEAR	36	0.0	35	0.0	2.9
Contratos livres e “bilaterais”	20	0.0	24	0.0	(16.7)

(1) Número de clientes consolidado da Cemig Distribuição e Cemig Geração e Transmissão.

O número de clientes da Light SESA está detalhado na tabela abaixo, discriminado por energia vendida para cada mercado em que o grupo operou nos exercícios de 2011 e 2012.

Número de Clientes	Dezembro de 2012		Dezembro de 2011		Variação %
	Clientes	%	Clientes	%	2011–2012
Light SESA	4.030.124	100,0	4.128.295	100,0	(2,4)
Residenciais	3.683.953	91,4	3.814.841	92,4	(3,4)
Industriais	10.277	0,3	10.992	0,3	(6,5)
Comerciais	310.417	7,7	277.671	6,7	11,8
Rurais	11.448	0,3	11.361	0,3	0,8
Outras categorias	14.029	0,3	13.430	0,3	4,5

A tabela seguinte apresenta os nomes e os respectivos segmentos dos dez maiores clientes industriais da Cemig em 2012 em termos de receita, os quais representaram 10,4% da receita total anual:

Dez maiores consumidores industriais da Cemig	Segmento
Usiminas	Aço
White Martins	Produtos Químicos
Arcelor Mittal Brasil S.A.	Aço
Fiat S.A.	Transporte
Vale S.A.	Mineração
Samarco Mineração S.A.	Mineração
Kinross Brasil Mineração S.A.	Mineração
Grupo Gerdau	Aço
Votorantim Metais Zinco S.A.	Mineração
Companhia Brasileira de Metalurgia e Mineração	Ferroligas

A tabela a seguir apresenta o volume de vendas de energia elétrica industrial por tipo de cliente industrial em 31 de dezembro de 2012:

Consumidores industriais	**Energia vendida Volume em GWh**	**Consumo como uma porcentagem da energia industrial total Vendida - Volume**
Siderurgia	5.947	23,3
Ferro-liga	4.989	19,6
Extração mineral	2.956	11,6
Setor químico	2.607	10,2
Alimentação	1.615	6,3
Cimento	952	3,7
Material de Transporte	893	3,5
Mecânica	699	2,7
Outros minerais não metálicos	675	2,7
Têxtil	666	2,6
Outros	3.476	13,6
Total	25.473	100,0

A tabela a seguir apresenta os nomes e os respectivos segmentos dos dez maiores clientes industriais da Light em 2012 em termos de receita, os quais representaram 3,13% da receita total anual da Light.

OS DEZ MAIORES CLIENTES INDUSTRIAIS DA LIGHT	SEGMENTO
COMPANHIA SIDERÚRGICA NACIONAL	METALURGIA
VOTORANTIM SIDERURGIA S.A.	METALURGIA
SOCIEDADE MICHELIN DE PARTICIPAÇÕES	BORRACHA E PLÁSTICOS
FABRICA CARIOCA DE CATALISADORES S.A.	OUTROS
GERDAU AÇOS LONGOS S.A.	METALURGIA
BAYER SA	QUÍMICA
CASA DA MOEDA DO BRASIL	OUTROS
INDÚSTRIA DE PRODUTOS ALIMENTÍCIOS	ALIMENTOS
CIMENTO TUPI SA	CIMENTO
PAN-AMERICANA SA INDÚSTRIAS QUÍMICAS	QUÍMICA

A tabela a seguir apresenta o volume de vendas de energia da Light por tipo de consumidor industrial em 31 de dezembro de 2012.

Consumidores Industriais	Volume de Vendas de Energia em GWh	Consumo percentual em relação ao Volume Total de Energia do Segmento Industrial
Metalurgia	2.847	51,4
Química	674	12,2
Borracha e Plásticos	417	7,5
Minerais não metálicos	246	4,4
Alimentos	209	3,8
Bebidas	156	2,8
Metais, exceto máquinas e equipamentos	121	2,2
Farmacêutica	99	1,8
Papel e Celulose	90	1,6
Partes e acessórios automotivos	64	1,1
Couro, artigos de viagem, e calçados	62	1,1
Máquinas e Equipamentos	59	1,1
Impressão e Reprodução de Graváveis	57	1,0
Construção de Edifícios	44	0,8
Outros	398	7,2
Total de consumo industrial (ACR+ACL)	5.543	100,0

Faturamento

Nosso faturamento mensal e procedimentos de pagamento relativos à distribuição de energia elétrica variam segundo o nível de tensão. Nossos consumidores de grande porte, que dispõem de ligações diretas com nossa rede de transmissão, são geralmente faturados em até cinco dias após a leitura de seus medidores e recebem suas faturas por e-mail. O pagamento deve ser efetuado dentro de cinco dias a contar da entrega da fatura.

Outros clientes que recebem energia elétrica de média tensão (aproximadamente 12.000 consumidores recebem energia elétrica em um nível de tensão igual ou superior a 2,3 kV ou são ligados por meio de redes de distribuição subterrâneas) são faturados em até um ou dois dias a contar da leitura de seus medidores, devendo o pagamento ser efetuado dentro de cinco dias a contar da entrega da fatura. Esse grupo de consumidores começará a receber suas faturas por e-mail até dezembro de 2013.

Estamos no processo de automação do nosso sistema de leitura de medidores para consumidores que recebam energia de média tensão, que deverá ser concluído em junho de 2013. Atualmente, aproximadamente 9.000 medidores de energia elétrica de média tensão têm suas leituras realizadas automaticamente.

Nossos clientes restantes são faturados no prazo de cinco dias a contar da leitura de seus medidores, devendo o pagamento ser efetuado dentro de cinco dias a partir da entrega da fatura, ou 10 dias a contar de entrega da fatura, no caso de instituições do setor público. As faturas são elaboradas a partir da leitura do medidor ou com base na estimativa de consumo.

Sazonalidade

As vendas de energia elétrica da CEMIG são afetadas pela sazonalidade. Historicamente, ocorre aumento de consumo pelos clientes industriais e comerciais no último trimestre do exercício social devido ao aumento de suas atividades. A sazonalidade do consumo rural está normalmente associada ao ciclo pluviométrico e também ao fato de que, no período seco entre os meses de maio a novembro, é intensificado com o uso de energia para irrigação nas lavouras. Certos dados representativos do consumo fiscal trimestral consolidado da Companhia por parte de consumidores finais, clientes cativos e Consumidores Livres de 2010 a 2012, em GWh, são apresentados abaixo:

Ano	Primeiro trimestre	Segundo trimestre	Terceiro trimestre	Quarto trimestre
2010	10.740	11.704	12.173	12.510
2011	12.415	12.456	12.828	12.705
2012	11.014	11.488	11.825	11.889

Concorrência

Contratos com Consumidores Livres

Possuíamos 415 contratos com Consumidores Livres em 31 de dezembro de 2012. Destes contratos, 92 são contratos celebrados com companhias localizadas fora da área de concessão da companhia de distribuição e representam 3.386 GWh de energia por ano. Esses contratos com Consumidores Livres, inclusive Consumidores Especiais, têm prazo de duração de três a dezoito anos e representaram um volume total de aproximadamente 20.570 GWh, em 2012.

A estratégia da CEMIG no Ambiente de Contratação Livre tem sido o de celebrar contratos de longa duração, estabelecendo e promovendo, desta forma, um relacionamento duradouro com nossos consumidores. Buscamos nos diferenciar no mercado consumidor por meio da qualidade de nossos serviços e no valor agregado da Cemig Geração e Transmissão. Esta estratégia, juntamente com uma estratégia de vendas que busca minimizar a exposição a preços de curto prazo e contratos com uma demanda mínima no modelo *take or pay*, traduz-se em riscos mais baixos e maior previsibilidade dos resultados da Companhia.

No final de 2012, éramos a maior vendedora de energia para consumidores livres no Ambiente de Contratação Livre, com aproximadamente 21,8% das vendas neste segmento em CCEE.

Concessões

Cada concessão atualmente por nós detida é objeto de processo licitatório por ocasião de seu término. Entretanto, em conformidade com a Lei de Concessões, concessões existentes podem ser prorrogadas pelo Governo Federal sem a necessidade de processo licitatório por prazos adicionais de até 20 anos, mediante requerimento da concessionária, contanto que a concessionária tenha atendido a padrões mínimos de desempenho e a proposta seja aceitável ao Governo Federal. Em 22 de setembro de 2004, solicitamos à Aneel a prorrogação por 20 anos das concessões das usinas hidrelétricas de Emborcação e Nova Ponte. Em 14 de junho de 2007, o Governo Federal aprovou a extensão das concessões dessas usinas elétricas por um período de 20 anos a partir

de 24 de julho de 2005. O contrato de concessão relacionado foi aditado em 22 de outubro de 2008, para refletir a prorrogação outorgada à Cemig Geração e Transmissão.

Entretanto, com a aprovação da MP 579, transformada na Lei No. 12.783, as concessões concedidas após a Lei No. 9074, de 7 de julho de 1995, podem ser prorrogadas uma única vez por um período de até 30 anos, a critério da autoridade concedente, a partir de 12 de setembro de 2012.

Em 11 de setembro de 2012, o governo brasileiro emitiu a MP 579, que trata das prorrogações das concessões concedidas antes da Lei nº 9.074, de 19 de julho de 1995. De acordo com a MP 579, essas concessões podem ser prorrogadas uma única vez por um período de até 30 anos, a critério da autoridade concedente.

Acreditamos que a renovação das nossas concessões de distribuição, nos termos da Lei nº 12.783, não terão impacto sobre as tarifas cobradas por essas concessões.

No dia 4 de dezembro de 2012, a Companhia firmou a segunda alteração ao Contrato de Concessão de Transmissão No. 006/1997, o qual prorrogou a concessão por mais 30 anos, nos termos da MP 579, a partir de 1º de janeiro de 2013. Nós prorrogamos as concessões de algumas das nossas instalações de transmissão nos termos da Lei nº 12.783, o que resultou em um ajuste do RAP, diminuindo a receita que nós receberemos em decorrências dessas concessões. O governo brasileiro nos compensou pela redução do RAP de parte dessas concessões, mas os ativos em operação antes do ano de 2000 ainda não foram compensados. De acordo com a Lei n º 12.783, nós seremos compensados pela redução do RAP dos ativos em operação antes de 2000, em 30 anos, ajustado pelo IPCA.

Entretanto, a Companhia optou por não solicitar a prorrogação das concessões de geração com prazos de vencimento entre 2013 a 2017. Em relação às usinas que teriam sua primeira prorrogação antes da aprovação da MP 579, o que inclui a as usinas de Jaguara, São Simão e Miranda, nós acreditamos que o Contrato de Concessão de Geração No. 007/1997 permite a prorrogação das concessões por mais 20 anos sem qualquer restrição adicional. Em relação às outras usinas de geração cujos prazos das concessões vencem no período de 2015 a 2017, incluindo as usinas de Três Marias, Salto Grande, Itutinga, Camargos, Piau, Gafanhoto, Peti, Tronqueiras, Joasal, Martins, Cajuru, Paciência, Marmelos, Sumidouro Anil, Poquim, Dona Rita e Volta Grande, nós optamos por não requerer a prorrogação das suas concessões, de acordo com a referida MP. Tendo em vista que optamos por não renovar as nossas concessões de geração nos termos da Lei n º 12.783, as tarifas cobradas não serão afetadas negativamente até o término dessas concessões.

Matérias-Primas

A água fluvial é a principal matéria-prima utilizada por nós na geração de energia hidrelétrica, representando aproximadamente 90% do total de matérias-primas utilizadas. Nós não temos que pagar pelo uso da água fluvial nas usinas hidrelétricas.

Questões Ambientais

Visão Geral

Nossa geração, transmissão e distribuição de eletricidade, assim como a distribuição de gás natural, estão sujeitas à legislação federal e estadual referente à preservação do meio ambiente. A Constituição Brasileira confere ao Governo Federal, governos estaduais e municipais poder para promulgar leis destinadas a proteger o meio ambiente e regulamentar essas leis. Enquanto o Governo Federal tem competência para promulgar normas ambientais gerais, os governos estaduais têm poderes para promulgar regulamentações ambientais mais específicas e ainda mais severas e os municípios também têm competência para promulgar leis regulando interesses locais. Um infrator das leis ambientais aplicáveis está sujeito a sanções administrativas e criminais, e terá a obrigação de reparar e/ou compensar os danos ambientais. As sanções administrativas podem incluir multas (de R$50 mil a R$50 milhões) e suspensão de atividades. As sanções criminais aplicáveis a pessoas jurídicas podem incluir multas e restrição de direitos enquanto, para indivíduos, podem incluir prisão, que pode ser imposta a diretores e empregados de sociedades que cometem crimes ambientais.

Acreditamos estar em conformidade com as leis e regulamentações ambientais aplicáveis, em todos os aspectos relevantes.

Em conformidade com nossa política ambiental, estabelecemos vários programas para prevenção e controle de danos, que visam a limitar nossos riscos relacionados a questões ambientais.

Licenças ambientais

A legislação brasileira exige que sejam obtidas licenças para a construção, instalação, expansão e operação de qualquer empreendimento que utilize recursos naturais, cause degradação ambiental ou polua ou tenha potencial para causar degradação ambiental ou poluição ou que danifique sítios arqueológicos.

A falha em obter uma licença ambiental para construir, implementar, operar, expandir ou ampliar um empreendimento que cause um impacto ambiental significativo, como as usinas de energia operadas e em implementação pela CEMIG, está sujeita a sanções administrativas, tais como a suspensão das atividades e o pagamento de multa, variando de R$500 mil a R$10 milhões, bem como a sanções criminais, que incluem pagamento de multa, prisão para indivíduos e restrição de direitos para pessoas jurídicas.

O Conselho de Política Ambiental do Estado de Minas Gerais (COPAM), ou as Deliberações Normativas do COPAM nº 17, de 17 de dezembro de 1996, e nº 23, de 21 de outubro de 1997, estabelecem que as licenças operacionais devam ser renovadas periodicamente por períodos de quatro a oito anos, dependendo do porte e potencial de poluição do empreendimento.

A validade das licenças ambientais operacionais é controlada por um sistema específico e verificada anualmente.

Licença de Operação Ambiental Corretiva

A Resolução nº 1, de 23 de janeiro de 1986, emitida pelo Conselho Nacional do Meio Ambiente, ou CONAMA, exige que estudos de avaliação de impacto ambiental sejam realizados e o respectivo relatório de avaliação de impacto ambiental seja elaborado para todas as instalações de geração de energia elétrica de grande porte construídas no Brasil após 1º de fevereiro de 1986. Para empreendimentos construídos anteriormente a 1º de fevereiro de 1986, esses estudos não são exigidos, mas estas instalações deverão obter licenças de operação ambiental corretivas, que podem ser obtidas mediante o protocolo de um formulário contendo determinadas informações sobre o empreendimento em questão. A obtenção de licenças corretivas para projetos que entraram em operação anteriormente a fevereiro de 1986, de acordo com a Resolução nº 6 de 16 de setembro de 1987, exige a apresentação, à autoridade ambiental competente, de um relatório ambiental, contendo as características do projeto, os impactos ambientais de sua construção e operação, e também as medidas atenuantes e compensatórias adotadas ou que estão em vias de ser adotadas pela organização que realiza o projeto.

A Lei Federal nº 9.605, de 12 de fevereiro de 1998, estabelece multas para instalações que operem sem licenças ambientais. Em 1998, o Governo Federal editou a Medida Provisória 1.710 (atualmente Medida Provisória 2.163/41), que possibilita às operadoras de projetos celebrarem acordos com os órgãos reguladores ambientais competentes para fins de cumprimento da Lei Federal nº 9.605/98. Por conseguinte, estamos negociando com o Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis (IBAMA) e com a Fundação Estadual do Meio Ambiente (FEAM) de Minas Gerais, a fim de obter a licença de operação ambiental corretiva para todas as nossas usinas que tenham iniciado suas operações antes de fevereiro de 1986. As instalações de geração localizadas no Estado de Minas Gerais encontram-se sujeitas à competência da FEAM para fins de licença corretiva. Acordamos com a FEAM que a regularização de nossas instalações localizadas em Minas Gerais ocorrerá de forma gradual. Atualmente, não temos quaisquer previsões de custos e compromissos relativos a recomendações que possam vir a ser feitas pelo IBAMA e pela FEAM.

Atualmente, as instalações da Cemig Geração e Transmissão que entraram em operação anteriormente à vigência da legislação brasileira e que ainda não obtiveram suas respectivas licenças corretivas, protocolaram pedidos perante os órgãos ambientais competentes, prepararam os estudos exigidos e os submeteram à análise.

Atualmente, as instalações da Cemig Geração e Transmissão que entraram em operação anteriormente à vigência da legislação brasileira e que ainda não obtiveram suas respectivas licenças corretivas, protocolaram pedidos perante os órgãos ambientais competentes, prepararam os estudos exigidos e os submeteram à análise.

Das 46 usinas construídas anteriormente à vigência da legislação ambiental brasileira, 12 possuem licenças operacionais e 34 estão com licenças em fase de análise em nível federal ou estadual, dependendo de sua localização. Todos os estudos pertinentes foram preparados e apresentados ao órgão regulador competente. Alguns dos processos de renovação e correção das nossas licenças ambientais conduzidos pela agência ambiental do Estado de Minas Gerais dependem das decisões referentes às áreas de reserva florestal e de proteção permanente. Veja a seção “Reservas Florestais Legais”.

A distribuição de gás natural pela Gasmig, por meio de gasodutos em Minas Gerais também está sujeita a controle ambiental. Acreditamos que todas as licenças necessárias à operação regular das atividades da Gasmig foram obtidas.

As licenças ambientais emitidas pelos órgãos estaduais e federais estão sujeitas a certas condicionantes impostas em razão de impactos ambientais previstos. Em circunstâncias extremas, a falha no cumprimento dessas condicionantes pode resultar na revogação da licença. Acreditamos estar de acordo com os requisitos mencionados em nossas licenças. As licenças ambientais são obtidas sujeitas a requisitos condicionantes que devem ser atendidos durante o período de sua vigência. O descumprimento desses requisitos condicionantes pode resultar em penalidades administrativas, incluindo multas e o indeferimento da licença ambiental. A CEMIG tem cumprido com as demandas das condicionantes ambientais de suas licenças e periodicamente emite relatórios às autoridades regulatórias ambientais.

Reservas Florestais Legais

De acordo com Artigo 12 da Lei Federal nº 2.651, de 25 de maio de 2012 (o "novo Código Florestal Brasileiro"), uma Reserva Florestal Legal é uma área localizada em uma propriedade rural ou posse rural necessária para o uso sustentável dos recursos naturais, conservação ou reabilitação dos processos ecológicos, conservação da biodiversidade e para abrigo ou proteção da fauna e flora nativas. De modo geral, todos os proprietários de imóveis rurais são obrigados a preservar uma área como reserva legal. Porém, o Artigo 12, § 7º, do Novo Código Florestal Brasileiro prevê que não será exigido Reserva Florestal Legal relativa às áreas adquiridas ou desapropriadas por detentor de concessão, permissão ou autorização para exploração de potencial de energia hidráulica, nas quais funcionem empreendimentos de geração de energia elétrica, subestações ou sejam instaladas linhas de transmissão e de distribuição de energia elétrica.

Além disso, em Minas Gerais, onde a maior parte dos empreendimentos da CEMIG está localizada, a Lei Estadual Nº 14.309, de 19 de junho de 2002, regulamentada pelo Decreto Nº 43.710, de 8 de janeiro de 2004, que instituiu a Política Florestal e de Proteção à Biodiversidade, estabeleceu a obrigação geral contida no Código Florestal Federal, exigindo a constituição de uma Reserva Florestal Legal correspondente a 20% da área total da propriedade rural, como instrumento de proteção da biodiversidade e abrigo para a fauna e a flora no Estado. Estamos esperamos uma eventual revisão da legislação de Minas Gerais em função da promulgação do novo Código Florestal Brasileiro que será oportunamente avaliado para fins de impacto da reserva florestal legal sobre os projetos da Companhia localizados no Estado de Minas Gerais.

Na esfera federal, a equipe de licenciamento técnico do IBAMA, no processo de licenciamento corretivo das usinas da CEMIG, expressou sua opinião, em correspondência enviada à Companhia em 29 de julho de 2008, tomando posição contrária à necessidade de constituição de Reservas Florestais Legais.

No Estado de Minas Gerais, com o objetivo de decidir se a obrigação de constituição de Reservas Florestais Legais é aplicável ao setor de energia elétrica, um parecer foi emitido pela Advocacia Geral do Estado de Minas Gerais, ou AGE, em 30 de Outubro de 2008, em resposta a uma consulta realizada pela Secretaria de Estado de Meio Ambiente e Desenvolvimento Sustentável, ou SEMAD, e pela Secretaria de Desenvolvimento Econômico do Estado de Minas Gerais, SEDE, apresentando a opinião que "o estabelecimento de Reserva Legal Florestal é obrigatório para empreendimentos do setor de energia elétrica, tanto para aqueles em construção quanto para os a serem realizados no futuro".

Suportado por vários pareceres jurídicos, a SEDE se posicionou contra a aplicabilidade da obrigação de constituir Reservas Legais para empreendimentos do setor de energia elétrica localizados em áreas rurais, e retomou suas discussões com a SEMAD sobre esta obrigação.

Concordando com a opinião expressa pela SEDE, a CEMIG apoia a visão de que ela não está legalmente obrigada a constituir Reserva Florestal Legal para seus empreendimentos, com base nos seguintes fundamentos:

1. Os empreendimentos do setor elétrico são atividades de utilidade pública, operando comercialmente sob concessão ou autorização federal, para a operação comercial de potencial hidrelétrico, transmissão e distribuição de energia elétrica, e certamente não são caracterizados como propriedade ou posse rural.

2. A aquisição de imóveis para a implementação dos empreendimentos ocorre em função da concessão ou autorização emitidas pelo poder concedente, por meio da Aneel, como intermediária, e é realizada de forma temporária, uma vez que ao término da concessão ou autorização, os ativos são revertidos para o erário público.

3. Os impactos ambientais causados à biodiversidade para a implementação dos empreendimentos do setor de energia elétrica já foram amplamente compensados. Como exemplos de compensação ambiental especificada na legislação brasileira, já aplicável ao setor, indicamos os seguintes: (I) a Compensação Ambiental especificada pela Lei Federal Nº 9.985, de 18 de julho de 2000 (a Lei do SNUC); (II) a Compensação Florestal para a supressão de vegetação ou intervenção em uma área de preservação permanente; (III) a Compensação Ambiental pelo corte ou supressão do bioma Mata Atlântica, nos termos da Lei Federal Nº 11.458, de 22 de dezembro de 2006; e (IV) a Taxa Florestal pela remoção de vegetação para a instalação de empreendimentos, conforme especificado na Lei Estadual Nº 4.747, de 9 de maio de 1968.

4. O princípio do *non bis in idem* não pode ser violado. Tal obrigação poderia caracterizar um encargo duplo imposto aos detentores de concessões. A CEMIG encaminhou seu entendimento para a SEDE, apresentando argumentos contra a obrigação do estabelecimento de Reservas Legais.

A SEMAD, em uma carta a AGE datada de 14 de maio de 2010, solicitou reconsideração do parecer jurídico da AGE de 30 de outubro de 2008. A AGE ainda não respondeu à carta da SEMAD.

Em 2012, foi aprovado o novo Código Florestal Brasileiro (Lei nº 12.651, de 25 de maio de 2012, alterada pela Lei nº 12.727, de 17 de outubro de 2012, que converteu a Medida Provisória nº 571/2012). Conforme mencionado anteriormente, o

Artigo 12, § 7º, do Novo Código Florestal Brasileiro prevê que não será exigido Reserva legal relativa às áreas adquiridas ou desapropriadas por detentor de concessão, permissão ou autorização para exploração de potencial de energia hidráulica, nas quais funcionem empreendimentos de geração de energia elétrica, subestações ou sejam instaladas linhas de transmissão e de distribuição de energia elétrica.

Entretanto, em janeiro de 2013, a Procuradoria Geral propôs a Ação de Inconstitucionalidade nº 4.901, alegando inconstitucionalidade de diversos dispositivos do novo Código Florestal Brasileiro, incluindo o artigo 12, § 7º. Na data desse relatório. não houve manifestação do Supremo Tribunal Federal e, portanto, o Artigo 12, §7º do Novo Código Florestal Brasileiro permanece em vigor.

Áreas de preservação permanente

A lei brasileira requer também a criação obrigatória de áreas de preservação permanente e no entorno de reservatórios artificiais e a elaboração de um Plano Ambiental de Conservação de Uso do Entorno do Reservatório (PACUERA) para regular a conservação, recuperação, uso e ocupação do entorno do reservatório artificial. Nós estabelecemos algumas contingências relacionadas à área do entorno dos nossos reservatórios, a qual sofre frequentes invasões e ocupações irregulares, requerendo vigilância constante e ajuizamento de ações de reintegração de posse para retomada das áreas invadidas. Como resultado, embora não sejam responsáveis pelos danos ambientais causados pelas invasões, a CEMIG poderia ser responsabilizada pela recuperação das Áreas de preservação ambiental.

Medidas Compensatórias

De acordo com a Lei Federal n° 9.985, de 18 de julho de 2000, e o correspondente Decreto N° 4.340, de 22 de agosto de 2002, as empresas cujas atividades acarretem grandes impactos ambientais ficam obrigadas a investir em áreas protegidas de maneira a compensar esses impactos. Cada empresa deverá ter suas compensações ambientais estipuladas pelo órgão ambiental competente, dependendo do grau específico de poluição ou danos ao meio ambiente como consequência de suas atividades.

O Decreto Federal n° 6.848/2009, emitido em 14 de maio de 2009, e o Decreto do Estado de Minas Gerais N° 45.175, emitido em 17 de setembro de 2009, regulamentam a metodologia da definição de medidas de compensação. Assim, até 0,5% do montante total investido na implementação de um projeto que cause impacto ambiental significativo deve ser revertido para medidas compensatórias. O montante exato das medidas compensatórias será definido pela agência ambiental, com base no nível específico de poluição e impacto ambiental do projeto.

O Decreto Estadual n° 45.175/2009, de 17 de setembro de 2009, também indicou que a taxa de compensação será aplicada retroativamente a projetos implementados anteriormente à promulgação da atual legislação.

O Decreto Estadual nº 45.175/2009 foi alterado pelo Decreto nº 45.629/2011, que estabeleceu o valor de referência dos projetos que causam impacto ambiental significativo, o qual será definido como segue:

I - os projetos executados antes da publicação da Lei Federal nº 9.985 de 2000 utilizarão o valor escritural líquido, excluindo reavaliações ou, na sua falta, o valor do investimento feito pelo representante de tal projeto, e

II - a compensação para projetos ambientais executados após a publicação da Lei Federal nº 9.985 de 2000 irá usar a referência estabelecida no item IV do artigo 1º do Decreto nº 45175 de 2009, calculada no momento da execução do projeto e corrigida com base em uma taxa de reajuste pela inflação.

Gestão de Peixes – Programa Peixe Vivo

A construção de usinas hidrelétricas pode colocar em risco os peixes que habitam os rios barrados devido a diversas alterações do ambiente aquático. Uma das principais atribuições de nossa área ambiental é garantir que não ocorram acidentes ambientais envolvendo a ictiofauna nativa em nossas usinas hidrelétricas. Assim para mitigar o impacto provocado pela operação das usinas, a CEMIG está desenvolvendo uma metodologia para avaliação do risco de morte de peixes nas usinas. Adicionalmente, estamos desenvolvendo projetos de pesquisa em parceria com universidades gerando conhecimento científico para embasar programas de conservação da ictiofauna mais efetivos para a empresa.

Apesar desses esforços, um incidente ocorreu em 2007, na Usina Hidrelétrica de Três Marias, resultando na morte de aproximadamente 17 toneladas de peixe, conforme estimativas da Polícia Ambiental (8,2 toneladas pelas nossas estimativas). O volume de peixes mortos não foi medido ou estimado. Em consequência do ocorrido, o Instituto Estadual de Florestas nos aplicou duas multas, totalizando aproximadamente R$5,5 milhões, o que atualmente corresponde a R$7,7 milhões. Pagamos 50% das multas e o restante está sendo negociado com a autoridade ambiental para aplicação em projetos de pesquisa. Em 8 de abril de 2010, a CEMIG e a Procuradoria do Estado de Minas Gerais assinaram um Termo de Ajuste de Conduta (“TAC”), por R$6,8 milhões em medidas compensatórias para melhorias ambientais na área afetada pela usina de Três Marias, na cidade de Três Marias em Minas Gerais.

Nesse contexto, em 2007, um dos principais objetivos da companhia era a criação de medidas preventivas e mitigadoras contra a mortalidade de peixes causada pela operação de usinas hidroelétricas. Nossa administração acreditava que a avaliação correta dos riscos e a subsequente adoção de medidas de controle eficazes levariam à diminuição de perdas econômicas e ambientais, assim como danos à imagem da companhia, o que ocorreu em anos anteriores. Portanto, implementamos um programa ambiental, denominado Peixe Vivo, na região afetada como forma de responder ao evento e reafirmar nosso compromisso com o desenvolvimento econômico e social das regiões onde operamos e onde nossos projetos estão localizados.

A CEMIG gastou, em média, de 2007 a 2012, R$6,4 milhões/ano para o desenvolvimento de projetos de pesquisa com relação ao programa Peixe Vivo, e investiu mais de R$6 milhões em barreiras físicas para prevenir a entrada de peixes no tubo de sucção e na modernização da incubadora principal na Estação Ambiental de Volta Grande.

Apesar de todos os avanços na área da ictiologia conquistados pelo Programa Peixe Vivo, ainda existem grandes desafios a serem estudados e compreendidos. Em 2012, na Usina Hidrelétrica de Três Marias houve uma ocorrência de morte de peixes com biomassa afetada estimada em 1,8 toneladas de peixes. A causa da morte ainda é desconhecida e não havia sido prevista, pois as circunstancias do acidente eram inéditas. Entretanto, com a adoção de medidas para controlar o acidente ambiental e a pronta comunicação aos Órgãos Ambientais a empresa foi autuada em R$50 mil, dos quais obteve atenuação de 45% conforme previsto em lei pelo fato de ter realizado a comunicação imediata do dano ou perigo à autoridade ambiental e também ter colaborado com os órgãos ambientais na solução dos problemas advindos de nossa conduta. O valor da multa de 2012 foi 40 vezes maior (por quilo de peixe morto) quando comparado à multa aplicada pelo IEF no acidente de 2007. O Programa Peixe Vivo hoje está estudando as circunstancias do acidente para determinar melhores formas de controle.

As autoridades ambientais ainda não chegaram a uma decisão final sobre a obrigação de se construir escadas para peixes nas usinas hidrelétricas da CEMIG. No entanto, há possibilidade de que futuras decisões tomadas pelas autoridades ambientais, mudanças na legislação ambiental ou novas informações obtidas a partir de estudos em curso atualmente possam gerar a necessidade de se construir escadas para peixes em todas as nossas usinas hidrelétricas, o que poderá resultar em custos operacionais não previstos.

Ocupação Urbana de Áreas de Passagem e Margens de Represas

Dutos de Gás — Nossas redes de dutos de distribuição de gás natural são subterrâneas, atravessando áreas habitadas, e usando áreas de passagem em conjunto com tubulações subterrâneas operadas por outras concessionárias de serviços públicos e órgãos públicos. Esse fato aumenta o risco representado por obras irregulares realizadas sem prévia comunicação e consulta a nossos registros referentes às redes de distribuição de gás natural, havendo possibilidade de acidentes que possam acarretar lesões a pessoas, danos materiais e danos ambientais, em caso de ignição ou vazamento, potencialmente significativos. A Gasmig possui diversos inspetores monitorando sua rede diariamente, para prevenir escavações em vias urbanas, invasões ou construções, erosões ilegais ou não notificadas, conforme aplicável, ou qualquer outro problema que possa causar risco ao duto. No entanto, todas as nossas redes de gás são clara e amplamente demarcadas e sinalizadas. A Gasmig, por meio de seu programa "Escave com Segurança", vem formando parcerias com a comunidade, principalmente com autoridades públicas e concessionárias de serviços públicos, para divulgar seus registros a companhias que realizem escavações em vias públicas a fim de assegurar que, antes de escavar próximo a uma rede de gás natural, elas telefonem ao plantão 24 horas da Gasmig e solicitem orientações e suporte para a execução segura de sua obra.

Em 2012, a Gasmig sofreu dois incidentes relacionados a emissões de gás natural causados por um acidente com perfuração direcional e uma escavação não autorizada sem análises prévias de nossos mapas da rede de gás. Ambos os incidentes resultaram em pequenos vazamentos de gás, mas, como a Gasmig fechou as válvulas e isolou as áreas envolvidas no acidente sem ignições, o dano ambiental foi substancialmente reduzido.

Redes de Transmissão – Temos servidões para nossa rede de transmissão sobre um terreno com aproximadamente 13.670 milhas de comprimento. Uma parte significativa de tal terreno é ocupada por construções não autorizadas, incluindo construções residenciais. Esse tipo de ocupação gera riscos de choque elétrico e acidentes envolvendo moradores locais, e constitui um obstáculo à manutenção de nosso sistema de energia elétrica. Estamos buscando uma solução para esse problema, o que pode envolver a remoção destes ocupantes, ou melhorias que possibilitariam manter de forma segura e eficiente nosso sistema de energia elétrica. O Comitê de Monitoramento de Risco de Invasão de Passagens de Transmissão foi criado para minimizar esses riscos por meio do monitoramento e registro de invasões, realizando ações que previnam invasões nas passagens seguras das linhas de transmissão. Várias medidas foram adotadas, incluindo: a contratação de uma empresa para inspeção sistemática e implementação de medidas de segurança e trabalhos para minimizar os riscos; educação das comunidades sobre os riscos de acidentes envolvendo energia elétrica e nossas linhas de transmissão; criação de jardins vegetais da comunidade nas passagens das linhas de transmissão; e remoção de ocupação das passagens de transmissão por meio de acordos com os moradores locais e outras autoridades.

Áreas de Represas — Implementamos medidas de segurança para proteger nossas instalações de geração de energia contra invasões, utilizando tanto postos de segurança, patrulhas móveis para o controle das margens de reservatórios e sistemas de vigilância eletrônicos (SVE) para monitorar as instalações de geração de energia, conforme apropriado. Invasores dentro das

instalações são detidos e encaminhados para as delegacias, onde as queixas policiais são registradas. Há placas nas margens das represas das nossas instalações de geração hidrelétrica indicando a propriedade. Invasores são identificados pelas unidades móveis de patrulhamento por meio de inspeções periódicas nas encostas das represas. Frequentemente temos de tomar medidas judiciais para recuperar a posse das áreas invadidas. Devido ao fato de se tratar de uma área muito extensa e ao número de nossas represas, estamos continuamente sujeitos a novas invasões e ocupações de margens das reservas por construções não autorizadas. Entretanto, nós estamos empregando nossos melhores esforços para prevenir essas invasões e quaisquer danos ambientais resultantes às Áreas de Preservação Permanente, ou APPs, em volta das represas.

O Mercado de Carbono

Acreditamos que o Brasil tem potencial significativo para gerar créditos de carbono decorrentes de projetos de energia limpa que observam o Mecanismo de Desenvolvimento Limpo, ou MDL, ou os Mercados Voluntários. Todo ano, buscamos quantificar nossas emissões e publicar nossas principais iniciativas na redução da emissão de gás carbônico, por exemplo, através do Projeto de Emissão de Carbono.

O Grupo CEMIG participa de projetos de MDL em vários estágios de desenvolvimento, incluindo sete Pequenas Centrais Hidrelétricas com capacidade de 116MW e uma usina hidrelétrica com capacidade de 140MW, diversas fazendas de energia eólica, as quais totalizaram 668MW e uma usina solar com capacidade de 3MW. Até a presente data, nenhum crédito de carbono foi comercializado, já que esses projetos ainda não chegaram à fase de emissão de Certificados de Emissão Reduzida, ou CER.

Tecnologias Operacionais

Continuamos investindo em equipamentos de monitoramento e controle automatizados tendo em vista nossa estratégia de aumento de eficiência, modernização e automatização adicionais de nossas redes de geração, distribuição e transmissão.

Centro de Operação de Sistema

O Centro de Operação de Sistema da CEMIG, ou COS, localizado em nossa sede em Belo Horizonte, é o centro nervoso de nossas operações. Ele coordena as operações de todo o nosso sistema de eletricidade e energia, em tempo real, promovendo integração operacional da geração e transmissão da nossa energia. Ele ainda fornece a ligação com outras companhias de geração, transmissão e distribuição. A supervisão e o controle executados pelo COS agora se estende por mais de 49 subestações de altíssima e alta tensão, por aproximadamente 29 usinas geradoras de energia elétrica de grande porte e 7 pequenas usinas hidroelétricas.

Por meio de suas atividades, o COS garante permanentemente a segurança, continuidade e qualidade de nosso fornecimento de energia elétrica. As atividades do COS são sustentadas por modernos recursos tecnológicos de telecomunicações, automação e informação, e executados por pessoal altamente qualificado. O COS possui um Sistema de Gestão de Qualidade com o certificado ISO 9001:2008.

Centro de Operações de Distribuição

Nossa rede de distribuição é administrada por um Centro de Operações de Distribuição, ou COD, localizado em Belo Horizonte. O COD monitora e coordena nossas operações de rede de distribuição em tempo real. O COD é responsável pela supervisão e controle de 379 subestações de distribuição, 297.467 milhas de redes de distribuição de média tensão, 10.601 milhas de redes de subtransmissão e 7,39 milhões de consumidores em nossa área de concessão, compreendendo 774 cidades de Minas Gerais.

Fornecemos uma média de 13.150 serviços por dia em 2012. O COD é certificado de acordo com o padrão de qualidade ISO 9001:2000. Existem vários sistemas em uso para automatização e suporte dos processos do COD, incluindo sistema de atendimento, administração de equipe em campo, supervisão e controle de subestação de distribuição, restabelecimento de energia elétrica, comutação de emergência, desligamento da rede e inspeção. Tecnologias incluindo sistema de informações geográficas e comunicação de dados por satélite ajudam a reduzir o tempo de restabelecimento do serviço ao consumidor e a prestar melhor atendimento ao cliente. Esses dispositivos, instalados ao longo de nossa rede de distribuição, identificam e interrompem falhas em correntes, automaticamente restauram o serviço depois de falhas momentâneas, melhorando o desempenho das operações e reduzindo o tempo de recuperação e os custos relacionados.

Informação e Tecnologia Geoespaciais

Os processos operacionais e de engenharia de nossos negócios são fortemente sustentados por tecnologias de gestão de informações de georreferenciamento, tornando o planejamento, a construção, a operação e a manutenção da geração e da rede de distribuição e transmissão mais eficientes. Adicionalmente o uso de tecnologias móveis reduz os custos e nos permite fornecer serviços mais eficientes aos nossos consumidores.

Rede Interna de Telecomunicações

Acreditamos ter uma das maiores redes de telecomunicação dentre as companhias elétrica brasileiras. Ela é composta por *links* de micro-ondas de alta performance com mais de 261 estações de comunicação, um sistema ótico com 1.746,8 milhas de fibras óticas e um sistema de comunicação móvel com 897 rádios, sendo 644 troncalizados e VHF e 253 rádios portáteis UHF e VHF. Um total de 420 rádios móveis possui comunicação com terminais móveis instalados nos veículos de sistemas (operação e manutenção), os quais também possuem 1.320 terminais móveis conectados por satélites e Serviço de Rádio de Pacote Geral (*General Packet Radio Services* - GPRS).

Rede de Dados Corporativos

Nossa rede de dados corporativos possui 303 unidades em 143 cidades em Minas Gerais. A arquitetura física e lógica da rede emprega recursos de segurança tais como firewalls, Sistemas de Prevenção de Intrusão (*Intrusion Prevention Systems* - IPSs), sistemas de Prevenção contra Perda de Dados (*Data Loss Prevention* - DLP) e sistemas antivírus e *antispam*, que são continuamente atualizados para proteger informações contra acesso não autorizado, em conformidade com a ISO 27002. Um sistema de registro de eventos torna possível a investigação de ocorrências e também assegura uma base de registros históricos para atender as exigências legais.

Programa de Governança de TI

Nosso Programa de Governança de Tecnologia da Informação busca continuamente alinhar a TI com nossos negócios, agregando valor por meio da aplicação de tecnologia da informação, gerenciamento apropriado de recursos, gerenciamento de risco e cumprimento das exigências legais, regulatórias e da lei *Sarbanes-Oxley*.

Desde 2008, nosso Departamento de Administração de Projetos (ou DAP) de tecnologia da informação é responsável por assegurar que a administração de projetos de tecnologia da informação seja sistemática, usando metodologia, processos e ferramentas de *software* dedicados.

Considerando o papel importante da Governança de Tecnologia da Informação em nossos negócios, uma unidade de administração dedicada foi criada em 2009 para concentrar, planejar e executar todas as ações que sejam específicas da governança de tecnologia da informação, inclusive planejamento estratégico, conformidade com as leis e regulamentos, administração de qualidade, administração orçamentária e financeira, administração de serviços e administração de projetos.

Canais de Relacionamento com o Cliente

Temos um call center em Belo Horizonte para o qual nossos clientes podem ligar gratuitamente para obter informações sobre as suas contas e solicitar serviços. O call center é integrado com os sistemas do Centro de Operação de Distribuição (COD) e do sistema de Gestão de Relacionamento com Clientes (CRM) da plataforma SAP, permitindo aos consumidores fornecer informações atualizadas sobre os atendimentos comerciais e emergenciais. O call center possui instalações modernas e inclui um serviço eletrônico eficiente através da Resposta Interativa por Voz (IVR) e uma equipe de mais de 1.250 profissionais, sendo capaz de receber cerca 60.000 chamadas em um dia típico e até 250.000 chamadas em um dia atípico. Como indicação da qualidade do atendimento, o nosso call center tem a Certificação de Qualidade ISO 9001 desde 1999. Temos também um representante das lojas e centros de atendimento em todos os 774 municípios da área de concessão para atender o cliente pessoalmente quando necessário. Outro importante canal de relacionamento com o cliente é o atendimento ao cliente fornecido pelo Governo, através dos agentes disponíveis para cada município da área de concessão e o Cemig Plus - uma central de contato dedicada aos clientes atendidos em média tensão. Os consumidores também podem nos contatar por e-mail, chat, fax, SMS, Redes Sociais como Twitter, YouTube, LinkedIn e Facebook ou através do nosso site - a Agência Virtual, com mais de 23 serviços on-line disponíveis para os clientes.

Sistema de Gestão Comercial

Consolidamos um eficiente sistema de atendimento ao cliente, baseado em nossa plataforma CCS/CRM e totalmente integrado em nosso ERP e BI que suporta nossos processos de tomada de decisões. O SAC atende aproximadamente 7 milhões de consumidores de alta, média e baixa voltagens. O sistema é uma ferramenta competitiva, adicionando segurança, qualidade e produtividade aos processos de negócios da CEMIG e se adapta com grande eficiência e velocidade a mudanças e exigências legais, normativas e do mercado.

Sistemas de Manutenção e Reparos

As 10.601.367 milhas de linhas de distribuição de alta tensão na rede da Cemig Distribuição, operando de 34,5 kV a 161 kV, são suportadas por, aproximadamente, 53.837 estruturas, construídas principalmente de metal. A rede da Cemig Geração e Transmissão possui 3.064 milhas de linhas de transmissão de alta tensão, suportadas por, aproximadamente, 11.526 estruturas. A maioria das interrupções nos serviços de nossas linhas de distribuição e transmissão ocorre devido a raios, fogo, vandalismo,

vento, e corrosão. Todos os sistemas das linhas de transmissão de alta tensão tanto da Cemig Distribuição quanto da Cemig Geração e Transmissão são inspecionados uma vez por ano, utilizando um helicóptero equipado com um "Gimbal", isto é, um sistema composto de câmaras convencionais e de infravermelho, que permite inspeções visuais e termográficas (infravermelho) simultâneas. Inspeções por via terrestre também ocorrem em intervalos de um a três anos, dependendo das características da linha, como tempo em operação, número de quedas de energia, tipo de estrutura, e a importância da linha para o sistema elétrico como um todo.

Utilizamos modernas estruturas modulares de alumínio para minimizar o impacto de emergências que envolvam quedas de estruturas. Em sua maior parte, nosso trabalho de manutenção em redes de transmissão é realizado com emprego de métodos de rede ligada. Por termos sido a primeira companhia do Brasil a utilizar técnicas de rede ligada, sem ferramental na manutenção de redes de transmissão e subestações, acumulamos, ao longo de 33 anos, experiência nessa área. Temos uma equipe bem treinada, veículos especiais e ferramentas para dar suporte às nossas linhas de transmissão com rede ligada e desligada.

Nosso conjunto de equipamentos de reserva (transformadores, interruptores, prendedores, etc.) e subestações móveis são de grande importância para restabelecer prontamente a energia elétrica a nossos consumidores, em caso de emergências envolvendo falhas em subestações.

O Programa de Reforma e Modernização de Usinas, que estava programado para ser executado nos próximos 15 anos, com um investimento de R$1,7 bilhão, foi cancelado após a edição da Medida Provisória nº 579 (MP 579), posteriormente convertida na Lei nº 12.783. O principal motivador para o cancelamento foi a não adesão da Cemig às condições propostas pelo Governo Federal para renovação das concessões das usinas que estavam incluídas no programa, além da indefinição sobre a forma de remuneração sobre esses investimentos no futuro.

Gestão de Segurança de Informações

A Segurança da Informação, uma preocupação permanente para nossa Companhia, é garantida por meio de um sistema de gerenciamento baseado no padrão brasileiro (ABNT) NBR ISO/IEC 27001:2006, e alinhado com as melhores práticas de mercado. Nosso sistema de administração de segurança da informação inclui processos para administração e controle de política, risco, comunicação, classificação de informações e segurança da informação. Além disso, ações recorrentes para aprimoramento dos processos, comunicações, conscientização e treinamento fortalecem as práticas de segurança da informação da Companhia.

Ferramentas Gerenciais

Durante 2012, a Cemig continuou a melhorar e adaptar o Sistema Integrado de Gestão (ERP) SAP, que inclui os processos relacionados a finanças, suprimentos, vendas, materiais, serviços e recursos humanos, às mudanças e exigências da legislação, regulamentos e normas de mercado. Fizemos progressos significativos no que se refere à capitalização dos bens, obras e materiais, planejamento logístico, manutenção e processos relacionados à regulamentação de nota fiscal eletrônica, incluindo outras obrigações relacionadas com o pagamento eletrônico de tributos. Além disso, em 2012, foi implementado o SAP LMS (Sistema Gerencial de Aprendizado) em "Portal Cemig", nosso portal intranet.

Esses avanços e soluções implantadas no ERP também nos ajudam a obter as informações necessárias para o planejamento, controle e tomada de decisões, e disponibilizar essas informações ao nosso Conselho de Administração e Diretoria Executiva.

Gerenciamento de Risco

Com a assistência de uma companhia de consultoria de renome, demos início ao estabelecimento de um Sistema de Gerenciamento de Riscos Corporativos em 2003, que foi consolidado durante o período de 2004 a 2006, em função de nosso processo de desverticalização. Na qualidade de detentores de uma concessão no setor de energia elétrica brasileiro, operamos em ambientes nos quais fatores como reestruturações societárias, regulamentação emitida por órgãos governamentais do setor energético, desenvolvimento tecnológico, globalização e mudanças no mercado consumidor geram incertezas e riscos.

A implementação de visão e estratégia coerentes de risco em nível corporativo é uma nova tendência de administração incentivada não somente pelas exigências da Lei *Sarbanes-Oxley* e métodos recomendados pelo Comitê de Organizações Patrocinadoras (*Committee of Sponsoring Organizations*), ou COSO II, como também pela percepção de que o gerenciamento de risco constitui parte essencial de uma filosofia de desenvolvimento sustentável voltada à criação de valores para os acionistas.

Nosso Sistema de Gerenciamento de Riscos Corporativos visa aos seguintes propósitos: consecução dos objetivos fixados pelo plano estratégico; criar consciência entre os acionistas acerca dos possíveis eventos que poderiam constituir risco de perda de valores; estruturar a Companhia possibilitando que assuma posições proativas em relação a seu ambiente de risco; proporcionar aos executivos da Companhia metodologia e ferramentas para gerenciamento efetivo de risco, incluindo a capacidade de agregar riscos individuais, a capacidade de comparar os riscos de diferentes unidades empresariais e uma

ferramenta para avaliar com precisão as medidas adotadas para minimizar os riscos; fornecer às demais áreas de gerenciamento estratégico conceitos e procedimentos de *input*, bem como fatores que fortaleçam a infraestrutura de controle organizacional da Companhia.

A CEMIG está trabalhando para alcançar o principal objetivo da gestão de riscos de um ambiente aberto e apropriado para comunicações efetivas sobre risco e gerenciamento de riscos da Companhia, de forma que uma abordagem integrada, proativa, com visão do futuro, orientada por processo e do sistema em sua integralidade seja adotada para estimar todos os principais riscos e oportunidades chave do negócio, e não somente aqueles de natureza financeira.

O Comitê de Gerenciamento de Riscos de Energia da CEMIG, ou CGRE, criado em 2003, continua a propor políticas e procedimentos para aprovação pelos diretores, de acordo com a política de risco corporativo, visando a minimizar riscos na contratação (compra e venda) de energia elétrica. O comitê conta com membros de várias áreas da Companhia, incluindo as áreas de geração, distribuição, vendas, jurídica e financeira. O CGRE confere suporte às decisões dos conselheiros executivos em relação à comercialização de energia da Companhia aos Consumidores Livres e à participação nos leilões da CCEE. Com base na análise de riscos, o CGRE propõe os volumes máximos que poderiam ser comercializados e os volumes comprados pelos distribuidores nos leilões.

A gestão de risco da CEMIG também possui o benefício de possuir um Comitê de Gestão de Riscos Financeiros, o qual foi criado (i) para monitorar os riscos financeiros relativos à volatilidade e tendências dos índices de inflação, taxas de câmbio e taxas de juros que afetam nossas transações financeiras, e as quais poderiam afetar adversamente a liquidez e lucratividade da Companhia, e (ii) para implementar diretrizes para operação proativa relativa ao ambiente de riscos financeiros ao implementar planos de ação.

O próximo passo que pretendemos dar é melhorar o Sistema de Gestão de Riscos Corporativos com o apoio de uma companhia de consultoria, por meio do desenvolvimento de novos produtos e do desenvolvimento de métodos estatísticos e matemáticos utilizados para calcular e controlar a posição de risco da Matriz de Riscos Corporativos, aumentando, assim, a transparência e a segurança para a tomada de decisões estratégicas.

Ativo Imobilizado e Ativos Intangíveis

Nossos principais ativos consistem nas usinas de geração de energia elétrica e instalações de transmissão e distribuição descritas neste Item 4. O valor contábil líquido total de nosso ativo imobilizado e ativos intangíveis, incluindo nosso investimento em certos consórcios que operam projetos de geração de energia elétrica, incluindo projetos em construção, era de R$13.284 milhões em 31 de dezembro de 2012. As instalações de geração representaram 55,87% desse valor contábil líquido, ativos intangíveis representaram 32,88% deste valor contábil líquido (instalações de distribuição em ativos intangíveis representaram 24,42% e outros intangíveis) e outros ativos imobilizados diversos, inclusive sistemas de transmissão e telecomunicações, representaram 43,13%. A média de depreciação anual aplicada a essas instalações era de 2,35% para instalações de geração hidrelétrica, 7,59% para instalações de administração, 6,68% para instalações de telecomunicações e 3,66% para instalações termelétricas. Com exceção da nossa rede de distribuição, nenhum de nossos ativos produziu mais de 10% de nossas receitas totais em 2012. Nossas instalações são, em geral, adequadas às nossas atuais necessidades, sendo convenientes às finalidades a que se destinam. Nós temos direito de passagem para as nossas linhas de distribuição, as quais são nossos ativos e não serão revertidos para o proprietário quando do final da nossa concessão.

O Setor Elétrico Brasileiro

Disposições Gerais

Tradicionalmente, no setor elétrico brasileiro, as atividades de geração, transmissão e distribuição eram conduzidas por um pequeno número de companhias de propriedade do Governo Federal ou de Governos Estaduais. No passado, diversas companhias controladas pelo poder público foram privatizadas, em um esforço para aumentar a eficiência e a concorrência no setor. A administração de Fernando Henrique Cardoso (1995-2002) tinha intenção de converter parte do setor de energia elétrica sob controle estatal em setor privado, mas a administração de Luis Inácio Lula da Silva (2003-2010) concluiu este processo e implementou um "Novo Modelo do Setor Elétrico" para o setor elétrico brasileiro, conforme consta da Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, ou a Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico.

O Novo Modelo do Setor Elétrico

Os principais objetivos do Novo Modelo do Setor Elétrico são garantir o fornecimento e tarifas razoáveis. Com a finalidade de garantir o fornecimento, a Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico exige que (a) as distribuidoras contratem a totalidade de sua carga e fiquem responsáveis pela realização de projeções realistas da necessidade de demanda; e (b) a construção de novas usinas hidrelétricas e termelétricas seja determinada da maneira que melhor equacione a garantia de fornecimento e a razoabilidade de tarifas. Para conseguir a modicidade de tarifas, a Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico exige que: (a) todas as compras de energia elétrica pelas distribuidoras sejam feitas por meio de leilão pelo critério da tarifa mais baixa; (b) a contratação

seja realizada por meio do ACR, ou o "Pool"; e (c) a contratação de carga seja separada em dois tipos de transações, devendo ambos os tipos de operações sempre se dar por meio de leilão: (i) a contratação de energia elétrica das novas usinas, que objetiva a expansão; e (ii) a contratação da energia elétrica das usinas existentes, que visará à demanda de energia elétrica existente.

O Novo Modelo do Setor Elétrico criou dois ambientes para compra e venda de energia elétrica: (i) o ACR, ou o "Pool", para a compra por distribuidoras por meio de leilões públicos de toda a energia necessária para suprir seus consumidores; e (ii) o ACL, que abrange a compra de energia por entidades não reguladas (tais como Consumidores Livres e entidades que comercializam energia). As distribuidoras poderão operar apenas no ambiente regulado, enquanto as geradoras poderão operar em ambos os ambientes, mantendo suas características de competitividade.

A exigência de expansão do setor é avaliada pelo Governo Federal, por meio do Ministério de Minas e Energia, ou MME. De modo a melhorar a organização do setor de energia elétrica, duas entidades foram criadas: (i) a Empresa de Pesquisa Energética, ou EPE, companhia estatal responsável pela execução do planejamento de expansão de geração e transmissão; e (ii) a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica, ou CCEE, uma companhia privada responsável pela contabilização e a liquidação financeira das operações de venda de energia realizadas no mercado de curto prazo. O CCEE também é responsável, por meio de delegação pela Aneel, por organizar e conduzir os leilões públicos de energia elétrica do "Pool", nos quais todos os distribuidores compram energia.

A Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico eliminou a auto contratação, compelindo as distribuidoras a comprar energia a preços mais baixos disponíveis ao invés de comprar energia de partes relacionadas. O Novo Modelo do Setor Elétrico excetuou também os contratos celebrados antes da lei, a fim de propiciar estabilidade regulatória a transações realizadas antes de sua promulgação.

A energia decorrente de (1) projetos de geração de baixa capacidade localizados próximos aos centros de consumo (tais como determinadas usinas de cogeração e as Pequenas Centrais Hidrelétricas), (2) usinas qualificadas nos termos do Programa Proinfa, (3) Itaipu, (4) contratos de compra e venda de energia celebrados antes da entrada em vigor da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico e (5) concessões prorrogadas pela Lei nº 12.783 não ficarão sujeitas a leilão para fornecimento de energia no "Pool". A energia elétrica gerada por Itaipu, localizada na fronteira do Brasil e do Paraguai, é comercializada pela Eletrobrás e pelo Governo Federal, por meio da Aneel, e determina os volumes que serão obrigatoriamente comprados por cada concessionária de distribuição. As tarifas pelas quais a energia gerada por Itaipu é comercializada estão denominadas em dólares dos Estados Unidos e são estabelecidas pela Aneel, nos termos de tratado firmado entre o Brasil e o Paraguai. Em consequência disto, as tarifas de Itaipu aumentam ou diminuem em conformidade com a variação da taxa de câmbio Dólar dos Estados Unidos/Real. As alterações do preço da energia gerada por Itaipu são, contudo, neutralizadas pelo Governo Federal, que compra todos os créditos de energia da Eletrobras. A energia gerada pelas usinas cujas concessões foram prorrogadas pela Lei nº 12.783 será alocada pela Aneel para abastecimento do MRA (Mercado Regulamentado Ambiental) por todas as distribuidoras.

Desafios à Constitucionalidade da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico

A Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico atualmente está sendo desafiada em bases constitucionais perante o Supremo Tribunal Federal. O Governo Federal agiu para rejeitar as ações argumentando que os desafios constitucionais estavam abertos para discussão, pois se referem a uma medida provisória que já foi convertida em lei. Até a presente data, o Supremo Tribunal Federal não chegou a uma decisão final sobre os méritos desse processo e não sabemos quando essa decisão será conferida. Assim, a Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico está atualmente em vigor. Independentemente da decisão final do Supremo Tribunal, algumas partes da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico relativas a restrições sobre distribuidoras que executam atividades não relacionadas à distribuição de eletricidade, inclusive as vendas de energia por distribuidoras a Consumidores Livres e a eliminação de contratos entre partes relacionadas deverão continuar em pleno vigor e efeito.

Coexistência de dois Ambientes de Comercialização de Energia Elétrica

Nos termos da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico, as operações de compra e venda de energia elétrica são conduzidas em dois diferentes segmentos de mercado: (1) o mercado regulado, ou "Pool", que contempla a compra por companhias de distribuição por meio de leilões públicos de toda a energia elétrica necessária para atender seus clientes, e (2) o mercado livre, que contempla a compra de energia elétrica por entidades não reguladas (tais como os Consumidores Livres, entidades que comercializam energia elétrica e importadores de energia).

Ambiente de Contratação Regulada – (ACR ou o "Pool")

No mercado regulado, as distribuidoras adquirem energia elétrica para seus consumidores cativos por meio de leilões regulados pela Aneel e conduzidos pela CCEE.

As compras de energia se darão por meio de dois tipos de contratos bilaterais: (i) Contrato de Quantidade de Energia e (ii) Contratos de Disponibilidade de Energia. Nos termos dos Contratos de Quantidade de Energia, a geradora compromete-se a fornecer certa quantidade de energia e assume o risco de que o fornecimento de energia possa ser prejudicado por condições

hidrológicas e baixos níveis dos reservatórios, além de outras condições, que poderiam interromper o fornecimento de energia, caso em que a geradora ficará obrigada a comprar a energia de outra fonte, a fim de cumprir seus compromissos de fornecimento. Nos termos de Contratos de Disponibilidade de Energia, a geradora compromete-se a disponibilizar certo volume de capacidade ao ACR. Neste caso, a receita da geradora fica garantida e o risco hidrológico é repassado às distribuidoras. Entretanto, quaisquer potenciais custos adicionais incorridos pelas distribuidoras são repassados aos consumidores. Em conjunto, esses contratos compreendem os contratos de compra de energia no ACR, os CCEARs (Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado).

A regulamentação do Novo Modelo do Setor Elétrico estipula que as distribuidoras que contratarem menos que 100% de seu consumo cativo total poderão estar sujeitas a multas. Existem mecanismos para reduzir essa possibilidade, tal como a compra de energia de outras distribuidoras cuja quantidade adquirida de energia excedeu a demanda prevista, ou a compra de energia nos leilões que ocorrem ao longo do ano. Qualquer déficit em relação aos 100% do consumo cativo poderá ser adquirido ao preço do mercado de curto prazo e a concessionária estará sujeita a uma penalidade equivalente ao déficit. Se uma distribuidora contratar mais do que 103% de seu consumo cativo, estará sujeita a um risco relacionado ao preço, caso venha a vender esta energia no mercado de curto prazo no futuro. Para mitigar este risco de preço, as distribuidoras podem reduzir seus contratos de compra nos leilões de "energia existente" em até 4% ao ano, assim como reduzir tais contratos devido à perda de consumidores que optaram por se tornar livres, sendo supridos diretamente por geradores.

Ambiente de Contratação Livre (o "ACL") – No mercado livre, a comercialização de energia é negociada livremente entre as concessionárias de geração, os PIEs (Produtores Independentes de Energia), autoprodutores, entidades que comercializam energia, importadores de energia e Consumidores Livres. O mercado livre também inclui os contratos bilaterais existentes entre as geradoras e as distribuidoras até seus vencimentos. Quando da expiração, tais contratos deverão ser celebrados nos termos das diretrizes da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico.

Os potenciais Consumidores Livres são aqueles com demanda superior a 3 MW, atendidos a uma tensão mínima de 69 kV ou a qualquer tensão, caso o suprimento tenha se iniciado depois de julho de 1995. Adicionalmente, consumidores com demanda contratada igual ou superior a 500 kW poderão ser atendidos por outras distribuidoras, além da companhia distribuidora local, se optarem por energia gerada por fontes alternativas, tais como fonte eólica, biomassa ou Pequenas Centrais Hidrelétricas.

Caso um consumidor tenha optado pelo mercado livre, apenas poderá voltar ao mercado regulado após notificar a sua distribuidora local com no mínimo cinco anos de antecedência, ficando estabelecido que a distribuidora poderá reduzir este prazo a seu exclusivo critério. Este prazo visa a assegurar que, se necessário, o distribuidor possa comprar energia adicional a fim de suprir o reingresso dos Consumidores Livres no mercado regulado. Adicionalmente, as distribuidoras poderão também reduzir o seu montante de energia adquirida, de acordo com o volume de energia que elas não mais distribuirão aos consumidores livres. As geradoras estatais podem vender energia a Consumidores Livres, mas de maneira diversa do que ocorre com geradoras privadas, estão compelidas a realizar a venda por meio de leilão.

Restrição às Atividades das Distribuidoras

As distribuidoras do Sistema Interligado Nacional, ou SIN, ou da Rede Brasileira, não podem (1) desenvolver atividades relacionadas à geração ou transmissão de energia, (2) vender energia a Consumidores Livres, exceto para aqueles localizados em sua área de concessão e sob as mesmas condições e tarifas praticadas com seus consumidores cativos no ACR, (3) deter, direta ou indiretamente, qualquer participação em qualquer outra companhia, exceto participação em companhias criadas para captação, investimento e gerenciamento dos recursos necessários à distribuidora ou suas controladas, controladoras ou companhias ou sob controle comum, parceria ou (4) desenvolver atividades que não estejam relacionadas às suas respectivas concessões, ressalvadas aquelas previstas em lei ou no contrato de concessão pertinente.

Contratos firmados antes da Promulgação da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico

A Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico prevê que os contratos firmados por distribuidoras e aprovados pela Aneel antes da promulgação da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico não serão aditados para refletir qualquer prorrogação de seus prazos ou modificação dos preços ou volumes de energia já contratados.

Redução da Energia Contratada

O Decreto nº 5.163/04, que regula a comercialização de energia elétrica nos termos da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico, permite que as companhias de distribuição reduzam seus CCEARs: (1) para compensar a saída de Consumidores Potencialmente Livres do mercado regulado, de acordo com declaração específica entregue ao MME, (2) em até 4,0% ao ano do volume inicial contratado, em razão de desvios nas estimativas de projeções de mercado, a critério das companhias de distribuição, com início dois anos após a declaração inicial da demanda de energia e (3) na hipótese de aumento no volume de energia adquirido nos termos dos contratos firmados antes de 17 de março de 2004. Tal redução somente pode ser efetivada com relação às CCEARs de usinas existentes.

As circunstâncias nas quais ocorrerá redução da energia contratada serão devidamente especificadas nos CCEARs, ficando sua efetivação a critério exclusivo da distribuidora, em conformidade com as disposições descritas acima e com a regulamentação da Aneel.

Nos termos da regulamentação da Aneel, a redução da energia contratada nos CCEARs de energia existente deverá ser precedida do chamado Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits, ou MCSD, por meio do qual as distribuidoras que contrataram energia em excesso poderão ceder uma parte de seus CCEARs a distribuidoras que contrataram um volume menor de energia do que aquele necessário para atender a demanda de seus consumidores.

Limites de Repasse às Tarifas

O Novo Modelo do Setor Elétrico agora também limita o repasse de custos de energia elétrica aos consumidores finais. O Valor Anual de Referência corresponde à média ponderada dos preços de energia nos leilões “A-5” e “A-3”, calculada com relação a todas as companhias de distribuição e cria um incentivo para que as companhias de distribuição contratem suas demandas de energia previstas nos leilões “A-5”, nos quais se espera que os preços sejam mais baixos do que nos leilões “A-3”. O Valor Anual de Referência será aplicado nos primeiros três anos dos contratos de compra e venda de energia de novos projetos de geração. Após o quarto ano, os custos de aquisição de energia destes projetos poderão ser totalmente repassados. O decreto estabelece as seguintes limitações à capacidade das companhias de distribuição repassarem custos a consumidores:

- não haverá repasse de custos com compras de energia em volume superior a 103% da demanda regulatória;

- repasse limitado de custos para compras de energia efetuadas em um leilão “A-3”, caso o volume da energia adquirido seja superior a 2,0% da demanda verificada em leilões “A-5”;

- repasse limitado de custos de aquisição de energia de novos projetos de geração de energia elétrica, caso o volume recontratado por meio de CCEARs de empreendimentos de geração existentes seja inferior ao “Limite de Contratação” definido pelo Decreto nº 5.163;

- as compras de energia elétrica de empreendimentos existentes no leilão “A-1” estão limitadas a 0,5% da demanda da distribuidora e compras frustradas em leilões “A-1” anteriores e exposição involuntária à demanda de consumidores cativos, mais a “substituição”, definida como o valor da energia necessária para restituir a energia dos contratos de compra de energia que expiraram no ano corrente (“A-1”), de acordo com a Resolução 450/2011 da Aneel. Caso a energia adquirida no leilão “A-1” exceda o limite, o repasse de custos da parcela excedente a consumidores finais ficará limitado a 70,0% do valor médio de tais custos de aquisição de energia elétrica originada de empreendimentos de geração existentes. O MME estabelecerá o preço de aquisição máximo da energia elétrica gerada por projetos existentes;

- as compras de energia nos leilões de ajuste de mercado são limitadas a 1,0% da demanda total da distribuidora (exceto para os anos de 2008 e 2009, para os quais o limite era de 5%), e o repasse de custos é limitado ao Valor Anual de Referência; e

- caso as distribuidoras não cumpram a obrigação de contratar integralmente sua demanda, o repasse dos custos da energia adquirida no mercado de curto prazo será equivalente ao PLD ou ao Valor Anual de Referência, o que for menor.

Racionamento nos Termos da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico

A Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico estabelece que, nos casos em que o Governo Federal decretar redução compulsória do consumo de energia em certa região, todos os contratos de quantidade de energia do mercado regulado registrados na CCEE em que a compradora estiver localizada terão seus volumes ajustados na mesma proporção da redução do consumo.

Tarifas

As tarifas de energia elétrica no Brasil são determinadas pela Aneel, que tem competência para reajustar e revisar tarifas em conformidade com as disposições previstas nos contratos de concessão pertinentes. Cada contrato de concessão de companhia de distribuição prevê um reajuste anual das tarifas. De modo geral, os custos da Parcela A são repassados integralmente para os consumidores. Os custos da Parcela A são a parcela da fórmula de cálculo da tarifa regular que prevê a recuperação de certos custos que não estão sob o controle da companhia de distribuição. Os custos da Parcela B, que são custos sob controle das distribuidoras, são corrigidos pela inflação em conformidade com o Índice Geral de Preços do Mercado, ou IGP-M. O reajuste tarifário médio anual inclui componentes como a variação interanual de custos fixos da Parcela A (CVA) e outros ajustes financeiros, os quais compensam as mudanças nos custos da companhia que não foram previamente tomadas no cálculo da tarifa

por nós cobrada no ano anterior. Tendo em vista que esta variação interanual é para reembolsar mudanças nos custos que ocorreram no ano anterior, ela não deveria fazer parte do reajuste anual do ano seguinte.

As concessionárias de distribuição de energia elétrica também têm direito a revisões periódicas. Nossos contratos de concessão estabelecem um período de cinco anos entre as revisões periódicas. Essas revisões visam a (i) assegurar receitas necessárias para cobrir de maneira eficiente os custos operacionais da Parcela B e a remuneração adequada dos investimentos classificados como essenciais aos serviços, dentro do escopo da concessão de cada companhia, e (ii) determinar o fator X, que é calculado tomando por base os ganhos médios de produtividade decorrentes de aumentos de escala e os custos trabalhistas. Há um outro fator, o Fator XQ, que pune ou recompensa a distribuidora conforme a qualidade do serviço prestado. O último componente do Fator X, chamado Fator Xt, tem como objetivo reduzir ou aumentar os custos regulatórios operacionais durante o período de cinco anos entre as revisões tarifárias, para alcançar o nível definido para o ano que antecede o ciclo de revisões.

Em 2011, a Aneel finalizou a Audiência Pública 040/2010, que tratou da metodologia da terceira revisão periódica. Para calcular a taxa de retorno a Aneel utiliza a metodologia de Custo Médio Ponderado do Capital (WACC), o que resultou em uma taxa de 7,50% após os impostos em comparação à taxa de 11,25% aplicada no último ciclo.

A Aneel também decidiu mudar a metodologia utilizada para calcular o Fator X da metodologia de fluxo de caixa descontado para o método de Produtividade dos Fatores Totais (PTF), que consiste em definir os possíveis ganhos de produtividade para cada companhia com base nos ganhos médios de produtividade. Espera-se que isso irá resultar no aumento do Fator X. Essas mudanças de metodologia terão efeito em 2013.

A Aneel editou, ainda, regulamentos que regem o acesso às instalações de distribuição e transmissão e estabelece a Tarifa de Uso dos Sistemas de Distribuição, ou TUSD, e a Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão, ou TUST. As tarifas a serem pagas pelas companhias de distribuição, geradoras e Consumidores Livres para o uso do sistema elétrico interligado são revisadas anualmente. A revisão da TUST leva em consideração as receitas que são permitidas às concessionárias de transmissão de acordo com seus contratos de concessão. Para informações pormenorizadas sobre a estrutura tarifária no Brasil, Veja a seção “– O Setor Elétrico Brasileiro – Tarifas de Uso dos Sistemas de Distribuição e Transmissão”.

Aquisição de Terrenos

As concessões outorgadas à nossa Companhia pelo Governo não incluem a outorga da propriedade do terreno onde as usinas estão localizadas. As concessionárias de energia elétrica no Brasil, em geral, têm de negociar com cada um dos proprietários da terra para obter o terreno necessário. No entanto, caso a concessionária não consiga obter o terreno necessário dessa forma, tal terreno poderá ser desapropriado para uso da concessionária mediante legislação específica. Nos casos de desapropriação governamental, as concessionárias poderão ser compelidas a participar de negociações relacionadas ao valor da indenização dos proprietários e ao reassentamento das comunidades em outras áreas. Tomamos todas as medidas para negociarmos com as comunidades antes de recorrermos ao poder judiciário.

Visão Geral do Setor Elétrico Brasileiro

O sistema brasileiro de geração e transmissão de energia elétrica é um sistema hidrelétrico e termelétrico de larga escala, composto predominantemente por usinas hidrelétricas detidas por diversos proprietários. A Rede Brasileira é formada por companhias das regiões sul, sudeste, centro-oeste, nordeste e parte da região norte do Brasil. Aproximadamente 2% da capacidade de geração de energia do Brasil estão alocados fora da Rede Brasileira, em pequenos sistemas isolados localizados, em sua maioria, na região Amazônica. Os abundantes recursos hidrológicos do Brasil são administrados por meio de reservatórios. Estima-se que o Brasil apresente potencial de geração de energia hidrelétrica próxima de 244.976 MW, dos quais apenas 35,4% foram aproveitados ou estão sendo construídos de acordo com estudos da Eletrobrás consolidados em dezembro de 2012.

O Brasil possui uma capacidade instalada no sistema de energia interligado de 109,416GW em dezembro de 2012, da qual aproximadamente 76,3% é hidrelétrica, de acordo com o Plano de Operação para 2013 do ONS. Essa capacidade instalada inclui metade da capacidade instalada de Itaipu – um total de 14.000MW detida em partes iguais pelo Brasil e pelo Paraguai. No Brasil, há aproximadamente 61.000 milhas de linhas de transmissão com tensões iguais ou superiores a 230 kV.

Aproximadamente 36% da capacidade de geração instalada e 56% das linhas de transmissão de alta tensão do Brasil são operadas pela Eletrobrás, sociedade controlada pelo Governo Federal. A Eletrobrás tem historicamente sido responsável pela implementação de programas de política energética, de preservação e gerenciamento ambiental. As redes de transmissão de alta tensão restantes são detidas por companhias elétricas estatais ou locais. A atividade de distribuição é conduzida por aproximadamente 60 concessionárias estaduais ou municipais que foram, em sua maioria, privatizadas pelo Governo Federal ou por governos estaduais.

Histórico

A Constituição Brasileira prevê que o desenvolvimento, a exploração e comercialização de energia poderão ser realizados diretamente pelo Governo Federal ou indiretamente por meio da outorga de concessões, permissões ou autorizações. Desde 1995, o Governo Federal tomou diversas medidas para reestruturar o setor elétrico. De modo geral, essas medidas visavam ao aumento do papel do investimento privado e a eliminação das restrições a investimentos estrangeiros, para, desta forma, ampliar a concorrência no setor energético.

Em particular, o Governo Federal adotou as seguintes medidas:

- A Constituição Brasileira foi alterada por uma emenda em 1995 para autorizar investimentos estrangeiros no setor de geração de energia. Antes desta emenda, todas as concessões de geração eram detidas por pessoas físicas brasileiras ou pessoas jurídicas controladas por pessoas físicas brasileiras ou pelo Governo Federal ou governos estaduais.

- O Governo Federal promulgou a Lei nº 8.987 de 13 de fevereiro de 1995, a Lei de Concessões, e a Lei nº 9.074 de 7 de julho de 1995, a Lei de Concessão de Energia Elétrica, que juntas:

  - exigiram que todas as concessões para prestação de serviços relacionados à energia sejam outorgadas por meio de processos de licitação pública;

  - gradualmente permitiram que certos consumidores de energia elétrica com demanda significativa (em geral superior a 3 MW), designados Consumidores Livres, adquirissem energia diretamente de fornecedores detentores de concessão, permissão ou autorização;

  - previram a criação de companhias de geração, ou Produtores Independentes de Energia Elétrica, que, por meio de concessão, permissão ou autorização, podem gerar e vender, toda ou parte, a sua energia a Consumidores Livres, concessionárias de distribuição e agentes que comercializam energia, dentre outros;

  - concederam aos Consumidores Livres e aos fornecedores de energia elétrica pleno acesso a todos as redes de distribuição e transmissão; e

  - eliminaram a necessidade de outorga de concessão para a construção e operação de projetos de energia com capacidade entre 1MW a 30MW, ou "Pequenas Centrais Hidrelétricas", alterada pela Lei nº 11.943 de 28 de maio de 2009, a qual aumentou o limite de 30MW para 50MW, seja para Pequenas Centrais Hidrelétricas ou não.

- A criação da Aneel e do CNPE, em 1997.

- Em 1998, o Governo Federal promulgou a Lei nº 9.648, ou Lei do Setor Elétrico, para reformar a estrutura básica do setor de energia. A Lei do Setor Elétrico previu o seguinte:

  - o estabelecimento de um órgão autorregulado, responsável pela operação do mercado de energia de curto prazo, ou Mercado Atacadista de Energia, o qual substituiu o sistema anterior de preços de geração regulados e contratos de fornecimento;

  - a criação do ONS, uma entidade privada sem fins lucrativos responsável pelo gerenciamento operacional das atividades de geração e transmissão do sistema interligado nacional; e

  - a instituição de leilões públicos para concessões relativas à construção e operação de usinas e de instalações de transmissão, sem prejuízo dos requisitos de participação em licitações exigidos pela Lei de Concessões e pela Lei de Concessão de Energia Elétrica.

- Em 15 de março de 2004, o Governo Federal promulgou a Lei nº 10.848, ou a Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico, em um esforço para reestruturar o setor elétrico, tendo como principal objetivo o de propiciar aos consumidores garantia de fornecimento de energia, combinada com a razoabilidade tarifária. Em 30 de julho de 2004, o Governo Federal publicou o Decreto nº 5.163, o qual disciplina a comercialização de energia, nos termos da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico, bem como a outorga de autorizações e concessões para projetos de geração de energia. Incluem-se aí normas relativas a procedimentos de leilão, a forma dos contratos de compra e venda de energia e os métodos de repasse dos custos aos consumidores finais.

- Em 12 de setembro de 2012, o Governo Federal promulgou a MP 579, convertida na Lei nº 12.783, com o objetivo de reduzir tarifas de geração, transmissão e distribuição de energia e trazer encargos regulatórios no Mercado Brasileiro de Energia. MP 579 Altera as regras de revisão e prorrogação de certas concessões e implementa novas normas de

licitação para certos serviços públicos, bem como em reajuste das tarifas e alterações da regulamentação referente à mobilidade dos participantes entre o ACR e o ACL e à alocação da energia ofertada em ambos os mercados.

Racionamento e Recomposição Tarifária Extraordinária

A ocorrência de níveis pluviométricos abaixo da média nos anos anteriores a 2001 resultou em baixos níveis dos reservatórios, bem como em baixa capacidade hidrelétrica nas regiões Sudeste, Centro-Oeste e Nordeste. Um programa conhecido como o Programa de Racionamento de Energia, que durou de junho de 2001 a fevereiro de 2002, foi planejado para solucionar o problema e estabelecer os níveis normais para os reservatórios. Em decorrência do encerramento das medidas de racionamento, o Governo Federal criou a Câmara de Gestão do Setor Elétrico, ou CGSE, como coordenadora das medidas de revitalização do setor elétrico. O Acordo Geral do Setor Elétrico foi criado para fornecer uma compensação pelos prejuízos relacionados ao racionamento em que companhias de geração e distribuição no Brasil incorreram, e para restaurar o equilíbrio econômico dos contratos de concessão. Um reajuste tarifário extraordinário, ou RTE, aplicável aos consumidores finais, compensaria tanto as geradoras quanto as distribuidoras pelos prejuízos relacionados ao racionamento. A RTE também cobre prejuízos financeiros decorrentes dos custos que estão fora do controle da distribuidora, denominados custos da Parcela A, de janeiro de 2001 a outubro de 2001, bem como os prejuízos das geradoras incorridos em decorrência do pagamento dos custos de energia livre acima do preço médio dos Contratos Iniciais.

O BNDES criou um programa especial para financiar 90% dos valores passíveis de recuperação por meio da RTE. Os empréstimos são amortizados ao longo do período de cobrança do aumento tarifário.

Em abril de 2003, o Governo Federal, temendo que os aumentos tarifários pudessem contribuir para uma inflação generalizada no Brasil, decidiu atrasar o aumento das tarifas a que as companhias de distribuição faziam jus, nos termos das resoluções da Aneel para recuperar a variação interanual dos custos da Parcela A.

Concessões

As companhias ou consórcios que desejarem construir ou operar instalações de geração, transmissão ou distribuição de energia elétrica no Brasil devem requerer ao MME ou à Aneel, por delegação do MME, enquanto poder concedente, a outorga de concessão, permissão ou autorização, conforme o caso. As concessões outorgam direitos para gerar, transmitir ou distribuir eletricidade em uma área específica, por um prazo específico. Este prazo é usualmente de 35 anos para novas concessões de geração e de 30 anos para novas concessões de transmissão ou distribuição. Para a renovação das concessões existentes o período era normalmente de 20 anos para distribuição, 20-30 anos de transmissão, dependendo do contrato, e o período para geração dependia dos contratos. As concessões existentes, concedidas antes da publicação da Lei nº 10.848 de 15 de março de 2004, podem ser renovadas por mais um período, a critério exclusivo do poder concedente. As concessões concedidas após a publicação da Lei nº 10.848 não podiam ser renovadas.

Porém, com a edição da MP 579, convertida na Lei nº 12.783, as concessões concedidas nos termos da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995, poderão ser prorrogadas uma única vez por um período de até 30 anos, a critério do poder outorgante, a partir de 12 de setembro de 2012.

Em 4 de dezembro de 2012, a Companhia assinou o segundo aditivo ao Contrato de Concessão de Transmissão nº 006/1997, a qual prorrogou a concessão por 30 anos, nos termos da MP 579, a partir de 1º de janeiro de 2013. Porém, a Companhia optou por não solicitar uma prorrogação das concessões de geração com vencimento no período de 2013 a 2017. Em relação às usinas que teriam sua primeira prorrogação antes da edição da MP nº 579/2012, o que inclui as usinas de Jaguara, São Simão e Miranda, nós acreditamos que o Contrato de Concessão de Geração nº 007/1997 permite a prorrogação dessas concessões por mais 20 anos sem aplicação de qualquer restrição adicional. Com relação às demais usinas de geração cujo vencimento das concessões se dá no período de 2015 a 2017, o que inclui as usinas de Três Marias, Salto Grande, Itutinga, Camargos, Piau, Gafanhoto, Peti, Tronqueiras, Joasal, Martins, Cajuru, Paciência, Marmelos, Sumidouro Anil, Poquim, Dona Rita e Volta Grande, nós optamos por não requerer prorrogação nos termos da referida MP.

A Lei de Concessões identifica, entre outras coisas, as condições que a concessionária deverá atender ao prestar serviços de energia elétrica, os direitos dos consumidores e as obrigações da concessionária e do poder concedente. Ademais, a concessionária deverá observar os regulamentos em vigor que regem o setor elétrico. As principais disposições da Lei de Concessões estão resumidas a seguir:

Serviço Adequado — A concessionária deverá prestar serviço adequado para satisfazer, entre outros fatores, a regularidade, continuidade, eficiência, segurança e acessibilidade do serviço.

Servidões — A concessionária poderá utilizar terrenos públicos ou solicitar que o poder concedente declare de utilidade pública os imóveis privados, de forma a beneficiar a concessionária. Neste caso, a concessionária deverá indenizar os proprietários afetados.

Responsabilidade Objetiva — A concessionária tem responsabilidade objetiva por todos os danos decorrentes da execução dos seus serviços causados a consumidores, a terceiros ou ao poder concedente.

Mudanças no Controle Societário – O poder concedente deverá aprovar previamente qualquer alteração direta ou indireta no controle societário da concessionária.

Intervenção pelo Poder Concedente – O poder concedente poderá intervir na concessão, mediante decreto presidencial, para assegurar a prestação adequada dos serviços pela concessionária, bem como a plena observância por ela das disposições contratuais, regulatórias e legais aplicáveis, na hipótese de descumprimento por parte da concessionária. Dentro de 30 dias a contar da data do decreto, o representante do poder concedente deverá instaurar procedimento administrativo no qual a concessionária terá direito ao devido processo legal. Durante o andamento do procedimento administrativo, uma pessoa nomeada pelo decreto ficará responsável por dar continuidade à concessão. Caso o procedimento administrativo não seja concluído dentro de 180 dias a contar da data do decreto, a intervenção será extinta e a concessão será devolvida à concessionária. A concessão também será devolvida à concessionária se o representante do poder concedente decidir não revogar a concessão e o prazo da concessão ainda não tiver expirado.

Extinção da concessão — O contrato de concessão poderá ser extinto por meio de encampação e/ou caducidade. A encampação constitui o término antecipado de uma concessão por razões relacionadas ao interesse público, devendo ser expressamente estabelecida por lei e fundada no interesse público. Subsequentemente à encampação, a concessionária terá direito de receber indenização, a qual poderá ou não ressarci-la adequadamente pelos investimentos por ela realizados em bens reversíveis que não tiverem sido integralmente amortizados ou depreciados até o momento da encampação. A caducidade deverá ser declarada pelo poder concedente após a Aneel ou o MME emitir decisão administrativa final no sentido de que a concessionária deixou de cumprir adequadamente suas obrigações previstas no contrato de concessão. A concessionária terá direito ao devido processo legal no procedimento administrativo que declarar a caducidade da concessão, podendo recorrer aos tribunais. A concessionária terá direito de receber indenização pelos investimentos por ela realizados em bens reversíveis que não tenham sido integralmente amortizados ou depreciados, após dedução de quaisquer valores correspondentes a multas e perdas e danos devidos pela concessionária.

Advento do Termo Contratual — Quando do advento do termo contratual da concessão, todos os bens, direitos e prerrogativas que estiverem substancialmente relacionados à prestação dos serviços de energia elétrica serão revertidos ao Governo Federal. Após o término do contrato, a concessionária tem o direito de receber indenização pelos investimentos por ela realizados em bens reversíveis que não tenham sido integralmente amortizados ou depreciados até o momento do término contratual, líquido de obrigações especiais.

Penalidades — A Resolução nº 63 da Aneel, publicada em 12 de maio de 2004, e alterações posteriores, rege a imposição de sanções aos operadores do setor elétrico, define as condutas que configuram violação da lei e classifica as penalidades aplicáveis com base na natureza e gravidade da violação (incluindo advertências, multas, suspensão temporária do direito de participar de leilões para novas concessões, licenças ou autorizações e a caducidade). Dependendo da violação, as multas podem ser de até dois por cento do valor faturado pelas concessionárias no período de 12 meses que anteceder qualquer auto de infração. Algumas das infrações que podem resultar em multas referem-se à omissão do operador em solicitar aprovação da Aneel no caso de:

- Celebração de contratos com partes relacionadas nos casos previstos na regulamentação;

- Venda ou cessão de bens ou receitas relacionados aos serviços prestados, bem como imposição de quaisquer ônus (inclusive qualquer garantia real, fidejussória, caução, penhor e hipoteca) sobre eles ou quaisquer outros bens relacionados à concessão ou às receitas resultantes dos serviços elétricos; e

- Mudanças no controle societário do detentor da autorização ou concessão.

Principais Autoridades Regulatórias

Conselho Nacional de Política Energética – CNPE

Em agosto de 1997, o Conselho Nacional de Política Energética, ou CNPE, foi criado para assessorar o presidente no que tange ao desenvolvimento e criação de uma política energética nacional. O CNPE é presidido pelo MME e a maioria dos seus membros são funcionários do Governo Federal. O CNPE foi criado para otimizar o uso dos recursos energéticos brasileiros e para garantir o suprimento de energia ao país.

Ministério de Minas e Energia – MME

O MME é o principal órgão regulador do Governo Federal, no que concerne ao setor elétrico. Após a aprovação da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico, o Governo Federal, agindo principalmente por intermédio do MME, assumiu certos deveres

que estavam anteriormente sob a responsabilidade da Aneel, incluindo a elaboração de diretrizes que regem a outorga de concessões e a expedição de diretrizes que regem os leilões para concessões atinentes a serviços públicos e bens públicos.

Agência Nacional de Energia Elétrica – Aneel

O setor elétrico brasileiro é regulado pela Aneel, uma agência reguladora federal independente. Após a promulgação da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico, a principal função da Aneel é regular e fiscalizar o setor elétrico, de acordo com a política determinada pelo MME e responder a questões que sejam delegadas a ela pelo Governo Federal e pelo MME.

Operador Nacional do Sistema – ONS

O ONS foi criado em 1998 como entidade privada sem fins lucrativos, composta por Consumidores Livres e pelas companhias de energia que atuam no setor de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, além de outros agentes privados, tais como importadores e exportadores de energia elétrica. A Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico concedeu ao Governo Federal poder para nomear três diretores do ONS, inclusive o Diretor Geral. O principal papel do ONS é coordenar e controlar as operações de geração e transmissão no sistema interligado nacional, observadas a regulamentação e supervisão da Aneel.

Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE

Um dos principais papéis da CCEE é a condução dos leilões públicos no ambiente regulado, incluindo o leilão de energia nova e energia existente. Adicionalmente, a CCEE é responsável, dentre outras coisas, pelo (1) registro dos volumes de todos os Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado, ou CCEAR e contratos resultantes do mercado livre, e (2) a contabilização e a liquidação das negociações de curto prazo.

Nos termos da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico, o preço da energia comercializada no mercado de curto prazo, conhecido como o Preço de Liquidação de Diferenças, ou PLD, leva em conta fatores similares àqueles com base nos quais o Mercado Atacadista de Energia costumava determinar tais preços, antes do advento da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico. Dentre estes fatores, a variação do PLD está ligada principalmente ao equilíbrio entre a oferta e a demanda de energia no mercado, assim como ao impacto que qualquer variação desse equilíbrio poderá ter sobre o uso otimizado dos recursos energéticos pelo ONS.

A CCEE é constituída de agentes de geração, distribuição e comercialização de energia e por consumidores livres, e seu conselho de administração é composto por quatro membros indicados por tais agentes e por um membro, o presidente, indicado pelo MME.

Empresa de Pesquisa Energética – EPE

Em 16 de agosto de 2004, o Governo Federal promulgou o decreto que criou a Empresa de Pesquisa Energética, ou EPE, companhia estatal responsável pela condução de pesquisas estratégicas sobre o setor energético, incluindo, dentre outros, a energia elétrica, petróleo, gás, carvão e fontes de energia renováveis. A EPE é responsável (i) pelo estudo de projeções da matriz energética brasileira, (ii) pela preparação e publicação do balanço energético nacional, (iii) pela identificação e quantificação das fontes de energia e (iv) pela obtenção das licenças ambientais necessárias para as novas concessionárias de geração. As pesquisas realizadas pela EPE serão utilizadas para subsidiar o MME na formulação de políticas para o setor energético nacional. A EPE é também responsável pela aprovação da qualificação técnica de novos projetos de energia a serem incluídos nos leilões.

Comitê de Monitoramento do Sistema Elétrico – CMSE

O Decreto nº 5.175, de 9 de agosto de 2004, criou o Comitê de Monitoramento do Sistema Elétrico, ou CMSE, que atua sob a orientação do MME. O CMSE é responsável por monitorar e avaliar permanentemente a continuidade e segurança das condições de suprimento de energia elétrica e pela indicação das medidas necessárias para solucionar os problemas identificados.

Restrições à Concentração

Em 10 de novembro de 2009, a Aneel emitiu a Resolução nº 378, que determinou que a Aneel, ao identificar um ato que possa causar competição desleal ou resultar em controle relevante do mercado, deverá notificar a Secretaria de Direito Econômico (“SDE”) do Ministério da Justiça, de acordo com o artigo 54 da Lei nº 8.884, de 11 de junho de 1994. Após a notificação, a SDE deverá notificar o CADE. Em 30 de novembro de 2011, a Lei nº 8.884 foi revogada e substituída pela Lei nº 12.529. Essa nova lei extinguiu a SDE e a substituiu pela Superintendência Geral. Se necessário, a Superintendência Geral solicitará à Aneel que analise os atos supracitados. O CADE decidirá se deverá ser aplicada uma punição pela prática de tais atos, que podem variar de multas pecuniárias à cisão da companhia, conforme disposto nos artigos 37 e 45 da lei mencionada acima.

Incentivos às Fontes Alternativas de Energia

Em 2000, um Decreto Federal criou o Programa Prioritário de Termeletricidade, ou PPT, com vistas a diversificar a matriz energética brasileira e diminuir sua forte dependência de usinas hidrelétricas.

Em 2002, foi instituído o Proinfa pelo Governo Federal para criar certos incentivos ao desenvolvimento de fontes alternativas de energia, tais como projetos de energia eólica, Pequenas Centrais Hidrelétricas e projetos de biomassa.

A Lei nº 9.427/96, conforme alterada pela Lei nº 10.762/03, estabeleceu, ainda, que as usinas hidrelétricas com uma capacidade instalada igual ou inferior a 1 MW, usinas de geração classificadas como Pequenas Centrais Hidrelétricas, e as que utilizam fontes solares, eólicas, de biomassa ou de cogeração, com uma capacidade instalada igual ou inferior a 30 MW, utilizadas para produção independente ou autoprodução, terão direito a desconto de até 50% nas tarifas de uso do sistema de transmissão e distribuição, cobradas sobre a produção e consumo da energia vendida. Este dispositivo legal foi regulamentado pela Aneel por meio de suas Resoluções 077/2004, 247/2006 e 271/2007.

Adicionalmente, o governo promoveu dois leilões para geração de energia alternativa e quatro leilões regulamentados de reserva, nos quais as usinas com permissão para venda de energia nos termos desses leilões são projetos de energia eólica, SHP ou de biomassa.

Encargos Regulatórios

Reserva Geral de Reversão e Fundo de Uso de Bem Público – RGR e UBP

Em certas circunstâncias, as companhias de energia são indenizadas por bens utilizados na concessão se essa for revogada ou não for renovada. Em 1971, o Congresso Nacional criou a Reserva Global de Reversão, ou RGR, destinada a prover recursos para esta indenização. Em fevereiro de 1999, a Aneel revisou a imposição de uma taxa exigindo que todas as distribuidoras e certas geradoras que operam sob regime de serviço público efetuem contribuições mensais à RGR a uma taxa anual correspondente a 2,5% dos ativos imobilizados da companhia em operação, mas nunca superior a 3,0% das receitas operacionais totais em qualquer ano. Recentemente, a RGR foi utilizada principalmente para financiar projetos de geração e distribuição.

O Governo Federal impôs taxa aos PIEs que fazem uso de recursos hidrológicos, ressalvadas as Pequenas Centrais Hidrelétricas e as geradoras sob regime de serviços públicos, similar à taxa cobrada de companhias do setor público no que tange à RGR. Os PIEs são obrigados a efetuar contribuições ao Fundo de Uso de Bem Público, ou UBP, de acordo com as normas de cada leilão para a outorga de concessões. A Eletrobrás recebeu os pagamentos do UBP até 31 de dezembro de 2002. Todos os pagamentos ao Fundo UBP desde 31 de dezembro de 2002 são efetuados diretamente ao Governo Federal.

Desde janeiro de 2013, a Reserva Global de Reversão não é cobrada: (i) de distribuidoras; (ii) de serviços de transmissão e geração cujas concessões tenham sido prorrogadas nos termos da Lei nº 12.783; e (iii) de serviços de transmissão cujo processo de licitação tenha sido iniciado a partir de 12 de setembro de 2012.

Conta de Consumo de Combustível – CCC

A Conta de Consumo de Combustível (CCC) foi criada em 1973 para gerar reservas financeiras para cobrir a elevação de custos associada ao uso das usinas termelétricas, especialmente na região norte do Brasil, em função do fato de os custos operacionais das usinas termelétricas serem superiores aos das usinas hidrelétricas. Cada companhia de energia é obrigada a efetuar contribuição anual à CCC. As contribuições anuais eram calculadas com base em estimativas do custo do combustível necessário para as usinas termelétricas no ano seguinte. A CCC, por sua vez, era utilizada para reembolsar as companhias de energia por parcela substancial dos custos de combustível de suas usinas termelétricas. A CCC era administrada pela Eletrobrás.

Desde janeiro de 2013, a Conta de Consumo de Combustível não é cobrada de nenhuma espécie de serviço e/ou participante, em virtude do disposto na Lei nº 12.783.

Taxa pelo Uso de Recursos Hídricos

Com exceção das Pequenas Centrais Hidrelétricas, todas as usinas hidrelétricas no Brasil devem pagar taxas aos estados e municípios brasileiros em função do uso de recursos hídricos. Esses valores são calculados com base no volume de energia gerado por cada usina e são pagos aos estados e municípios em que a usina ou o reservatório da usina estiver localizado.

Conta de Desenvolvimento Energético – CDE

Em 2002, o Governo Federal instituiu a Conta de Desenvolvimento Energético, ou CDE, que é provida de recursos por meio de pagamentos anuais efetuados pelas concessionárias pelo uso de bens públicos, penalidades e multas impostas pela Aneel

e, desde 2003, taxas anuais a serem pagas por agentes que fornecem energia a consumidores finais, por meio de encargo a ser acrescido às tarifas pelo uso do sistema de transmissão e distribuição. Essas taxas são reajustadas anualmente. A CDE foi criada para dar suporte (1) ao desenvolvimento da produção em todo o país, (2) à produção de energia por meio de fontes alternativas e (3) à universalização dos serviços de energia em todo o Brasil e (4) com a promulgação da Lei nº 12.783, para neutralizar o efeito do não cumprimento pelas concessionárias, da Lei nº 12.783 a fim de assegurar a diminuição das tarifas de energia elétrica. A CDE ficará em vigor pelo prazo de 25 anos e será administrada pela Eletrobrás.

A Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico estabelece que a omissão em efetuar contribuição à RGR, ao Proinfa, à CDE, à CCC ou a omissão em efetuar pagamentos devidos em virtude da compra de energia no ambiente regulado impedirá a parte inadimplente de receber reajuste tarifário (ressalvada a revisão extraordinária) ou de receber recursos decorrentes da RGR ou da CDE.

Taxa de Fiscalização da Aneel

A Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica, ou TFSEE, é uma taxa anual cobrada pela Aneel para cobrir as suas despesas administrativas e operacionais. A taxa é calculada com base no tipo de serviço prestado (incluindo produção independente), sendo proporcional ao tamanho da concessão, permissão ou autorização. A TFSEE está limitada a 0,4% do benefício econômico anual, considerando a capacidade instalada, auferido pela concessionária, permissionária ou autorizada, devendo ser paga diretamente à Aneel em 12 parcelas mensais.

Mecanismo de Realocação de Energia

O Mecanismo de Realocação de Energia, ou MRE, procura mitigar os riscos envolvidos na geração de energia hidrelétrica, determinando que os hidro geradores compartilhem os riscos hidrológicos da rede Brasileira. De acordo com a legislação brasileira, a receita decorrente da venda de energia por geradoras não depende do volume de energia de fato gerado por elas, mas da Energia Garantida ou Energia Assegurada de cada usina. A Energia Garantida ou Assegurada é determinada em cada contrato de concessão.

Qualquer desequilíbrio entre a energia efetivamente gerada e a Energia Assegurada é coberto pelo MRE. Em outras palavras, o MRE realocou a energia, transferindo a energia excedente daqueles cuja geração superou sua Energia Assegurada para aqueles que geraram menos do que sua Energia Assegurada. O volume de eletricidade efetivamente gerado pela usina, sendo maior ou menor do que a Energia Assegurada é avaliado de acordo com a "Tarifa de Otimização de Energia", que cobre os custos de operação e manutenção da usina. Esta receita ou despesa adicional será contabilizada em uma base mensal por cada gerador.

Embora o MRE seja eficiente para a mitigação dos riscos individuais de usinas hidroelétricas localizadas na bacia de um rio com condições hidrológicas adversas, o MRE não reduz os riscos nos casos em que os níveis muito baixos afetam o Sistema Interligado Nacional, ou SIN, como um todo ou em diversas regiões. Em situações extremas, mesmo com o MRE, a geração de todo o Sistema não atingirá o nível de Energia Garantida e os geradores poderão ser expostos ao mercado de curto prazo. Nesse caso, a escassez dos recursos hidrelétricos será compensada pelo maior uso da energia térmica e os preços de curto prazo serão maiores.

Tarifas de Uso dos Sistemas de Distribuição e Transmissão

A Aneel fiscaliza as regulamentações de tarifas que regem o acesso aos sistemas de distribuição e transmissão e estabelece tarifas (i) de uso do sistema de distribuição local, ou Tarifa de Uso dos Sistemas de Distribuição, ou TUSD; e (ii) de uso do sistema de transmissão interligado, ou Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão, ou TUST. Além disso, as companhias de distribuição do sistema interligado Sul, Sudeste e Centro-oeste pagam encargos específicos pela transmissão da energia elétrica gerada em Itaipu. O aumento das tarifas e encargos de transmissão pagos por concessionárias de distribuição é repassado a seus respectivos consumidores por meio de Reajustes Tarifários Anuais. Todas essas tarifas são estabelecidas pela Aneel. Segue abaixo sumário de cada tarifa ou encargo:

TUSD

A TUSD é paga por companhias de geração e consumidores pelo uso do sistema de distribuição a que estão conectados. É ajustada anualmente de acordo com o índice de inflação e a variação dos custos para transmissão de energia elétrica e encargos regulatórios.

TUST

A TUST é paga pelas companhias de geração e Consumidores Livres pelo uso da rede básica de transmissão a que estão ligados. É reajustada anualmente de acordo com o índice de inflação e a receita anual das companhias de transmissão. De acordo com os critérios estabelecidos pela Aneel, aos proprietários de diferentes trechos da rede de transmissão foi requerida a

transferência da coordenação de suas instalações ao ONS em troca do recebimento de pagamentos regulados dos usuários da rede de transmissão.

Distribuição

As tarifas de distribuição estão sujeitas à revisão da Aneel, que tem poderes para reajustar e revisar as tarifas em resposta a alterações dos custos de aquisição de energia e das condições de mercado. Ao reajustar as tarifas de distribuição, a Aneel divide os custos das companhias de distribuição em (1) custos não gerenciáveis pela distribuidora, ou custos da Parcela A e (2) custos gerenciáveis pela distribuidora, ou custos da Parcela B. O reajuste de tarifas toma por base uma fórmula que leva em conta a divisão de custos entre as duas categorias.

Os custos da Parcela A incluem, dentre outros, os seguintes:

- Taxas Regulamentares (RGR, CCC, CDE, TFSEE e Proinfa);
- Os custos da eletricidade comprada para revenda (CCEARs, Energia de Itaipu e contratos bilaterais); e
- Taxas de transmissão (TUST, TUSD, Transporte de Eletricidade de Itaipu, Uso das Instalações de Conexão e ONS).

Os custos da Parcela B são aqueles que estão sob nosso controle e incluem:

- retorno de investimentos;
- tributos;
- inadimplemento normativo;
- custos de depreciação; e
- custos de operação do sistema de distribuição.

De modo geral, os custos da Parcela A são integralmente repassados aos consumidores. Os custos da Parcela B, contudo, são corrigidos monetariamente em conformidade com o Índice Geral de Preços do Mercado ou IGP-M, ajustados por um Fator X. As concessionárias de distribuição de energia elétrica, nos termos de seus contratos de concessão, fazem jus também à revisão periódica. Essas revisões visam a (1) assegurar receitas necessárias para cobrir de maneira eficiente os custos operacionais da Parcela B e a remuneração adequada dos investimentos considerados essenciais aos serviços dentro do escopo de cada concessão da companhia e (2) determinar o fator X.

O fator X é utilizado para reajustar a proporção da alteração do IGP-M, utilizado nos reajustes anuais e para compartilhar os ganhos de produtividade da companhia com os consumidores finais.

Adicionalmente, as concessionárias de distribuição de energia têm direito à revisão extraordinária de tarifas, determinada caso a caso, para assegurar seu equilíbrio financeiro e compensá-las por custos imprevistos, incluindo impostos, que alterem de maneira significativa sua estrutura de custos.

Item 4A.Comentários não resolvidos do *staff*

Não aplicável.

Item 5. Análise e Perspectivas Operacionais e Financeiras

As informações contidas nesta seção deverão ser lidas em conjunto com nossas demonstrações financeiras contidas em outras partes do presente relatório anual. A explanação a seguir baseia-se em nossas demonstrações financeiras, elaboradas em conformidade com o IFRS e apresentadas em reais.

Declaração de Conformidade

Nossas demonstrações financeiras consolidadas foram preparadas de acordo com as Normas Internacionais de Contabilidade (“IFRS”), conforme emitidas pelo Comitê de Normas Internacionais de Contabilidade (IASB).

Bases de mensuração

As demonstrações financeiras consolidadas foram elaboradas com base no custo histórico, com exceção dos seguintes itens da demonstração da posição financeira:

- os instrumentos financeiros e instrumentos financeiros derivativos mensurados pelo valor justo;

- os instrumentos financeiros não derivativos mensurados pelo valor justo por meio do resultado;
- os ativos financeiros mantidos para negociação mensurados pelo valor justo;
- os ativos financeiros da concessão mensurados pelo valor novo de reposição (VNR), equivalente ao valor justo.

As demonstrações financeiras consolidadas são apresentadas em reais, que é a moeda funcional da Companhia.

Estimativas Contábeis Críticas

A seguinte descrição refere-se s áreas que requerem maior julgamento ou envolvem maior grau de complexidade na aplicação das políticas contábeis que atualmente afetam nossa condição financeira e resultados das operações. As estimativas contábeis que fazemos nesse contexto requerem que façamos assunções sobre assuntos que são altamente incertos.

A descrição inclui apenas as estimativas que consideramos mais importantes, baseado no grau de incerteza ou a probabilidade de impacto material caso fosse usada outra estimativa. Há diversas outras áreas em que foram usadas estimativas sobre assunto incertos, mas o efeito resultante razoável da alteração da estimativa ou uso de estimativa diferente não é material para nossa apresentação financeira. Para informações detalhadas nossas Políticas e Estimativas Críticas Contábeis, veja a Nota 2 das nossas demonstrações financeiras auditadas e consolidadas de 31 de dezembro de 2012.

Provisão Para Créditos de Liquidação Duvidosa

Nós constituímos provisões para créditos de liquidação duvidosa no montante que estimamos ser suficiente para cobrir as perdas previsíveis atualmente, conforme segue: (i) para consumidores com débitos materiais, é feita uma análise individual do saldo, considerando o histórico de inadimplemento, negociações em progresso e a existência de garantias reais; (ii) para outros consumidores, os débitos que estiverem em atraso por mais de 90 dias para consumidores residenciais, ou mais de 180 dias para consumidores comerciais, ou mais de 360 dias para outros tipos de consumidores, são 100% provisionados. Estes critérios são os mesmos estabelecidos pela Aneel.

Nós monitoramos continuamente as cobranças e pagamentos de consumidores e revemos e refinamos o processo de estimativa. Uma alteração futura em nossas estimativas poderia resultar em um aumento na provisão para créditos de liquidação duvidosa, o que poderia causar um efeito material adverso nos nossos resultados operacionais e condição financeira.

Imposto de renda e contribuições sociais diferidos

Nós provisionamos o imposto de renda de acordo com o IFRS. O IFRS requer uma análise de ativos e responsabilidades na contabilização do imposto de renda atual e diferido. No mesmo sentido, os efeitos das diferenças entre a base tributária de ativos e responsabilidades e os montantes reconhecidos em nossas demonstrações financeiras consolidadas foram tratadas como diferenças temporárias para os fins de provisionamento do imposto de renda diferido.

Analisamos regularmente nossos ativos fiscais diferidos para recuperação e estabelecemos uma provisão de avaliação, baseada nas receitas tributáveis históricas, receitas tributárias futuras projetadas, e o prazo esperado para reversão das diferenças temporárias. Caso não consigamos gerar receita tributária futura suficiente, ou se houver alguma mudança material nas alíquotas efetivas ou período no qual as diferenças temporárias subjacentes se tornarão tributáveis ou dedutíveis, poderemos ser obrigados a estabelecer uma provisão de avaliação para todos ou uma parte significativa de nossos ativos fiscais diferidos, resultando em um aumento substancial de nossa alíquota efetiva de imposto e um impacto material adverso sobre nossos resultados operacionais.

Depreciação e Amortização

Depreciação e Amortização são calculadas usando-se o método linear, a taxas anuais baseadas na estimativa da vida útil dos ativos, nos termos dos regulamentos da Aneel e práticas de mercado no Brasil.

O tratamento contábil para amortização de ativos intangíveis depende da natureza do ativo intangível. Os ativos intangíveis relacionados a um contrato de concessão de serviços, líquidos de valor residual, são amortizados de acordo com o IFRIC 12 em uma base linear durante o período de concessão estipulado no contrato de concessão. Outros ativos intangíveis são amortizados numa base linear ao longo da vida econômica útil estimada dos ativos, em conformidade com as taxas de amortização estabelecidas pela Aneel.

Na medida em que as vidas reais diferirem dessas estimativas, haveria um impacto sobre o valor da depreciação e amortização acumulado em nossas demonstrações financeiras consolidadas. Uma diminuição significativa na estimativa da vida útil de uma quantia material de propriedade, instalações e equipamentos, bens intangíveis, ou nos bens do consórcio do projeto de geração de energia elétrica no qual somos parceiros, poderia ter um impacto material adverso sobre nossos resultados operacionais no período em que a estimativa é revista e em períodos subsequentes.

Benefícios de Funcionários Pós-Aposentadoria

Patrocinamos um plano de pensão de benefícios definidos e um plano de pensão de contribuição definida, cobrindo substancialmente todos os nossos funcionários. Nossa controlada em conjunto, Light, também patrocina os mesmos planos de pensão.

A determinação do valor de nossas obrigações para pensão e outros benefícios pós-aposentadoria depende de determinados pressupostos atuariais. Essas premissas estão descritas na Nota 21 às nossas demonstrações financeiras consolidadas e incluem, entre outros, a taxa de longo prazo de retorno esperada dos ativos do plano e aumentos de salários e custos de saúde. Embora acreditemos que nossas premissas são adequadas, diferenças significativas nos resultados reais ou mudanças significativas em nossas premissas podem afetar substancialmente a pensão e outras obrigações pós-aposentadoria.

Provisões para Contingências

Somos parte em alguns processos judiciais no Brasil que surgem no curso normal dos negócios, relacionados a assuntos fiscais, trabalhistas, cíveis e outros.

Essas provisões são estimadas com base na experiência histórica, a natureza dos créditos, bem como o estado atual das reivindicações. A contabilização de contingências requer julgamento significativo por parte da administração, relativo às probabilidades estimadas e intervalos de exposição a responsabilidade potencial. A avaliação da administração de nossa exposição a contingências pode mudar à medida que novos desenvolvimentos ocorram ou mais informação se torne disponível. O resultado das contingências pode variar significativamente e pode materialmente afetar nossos resultados consolidados das operações, fluxos de caixa e posição financeira.

Fornecimento de eletricidade não faturado

O fornecimento varejista de energia elétrica não faturada, no período entre o último faturamento e o final de cada mês, é estimado com base no faturamento do mês anterior e é acumulada para o final do mês. Embora acreditemos que nossas provisões são adequadas, diferenças significativas nos resultados reais ou mudanças significativas em nossas premissas podem afetar materialmente nossos recebíveis consumidores.

Instrumentos Derivativos

A contabilização de operações com derivativos nos obriga a realizar julgamentos para calcular valores justos de mercado, que são usados como base para o reconhecimento dos instrumentos financeiros derivativos em nossas demonstrações financeiras consolidadas. Esta medição pode depender do uso de estimativas, como taxas de juros de longo prazo, moedas estrangeiras e índices de inflação, e torna-se cada vez mais complexo quando o instrumento a ser avaliado não tem contrapartes com características semelhantes negociados em um mercado ativo. Para informações mais detalhadas sobre Instrumentos Financeiros Derivativos, veja a Nota 28 de nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas de 31 de dezembro de 2012.

Pronunciamentos Recentes sobre IFRS

Será requerida da Companhia a adoção de certas normas de contabilidades IFRS revisadas, com início em 1 de janeiro de 2013. As novas normas IFRS que a Companhia acredita serem aplicáveis à suas operações são descritas com mais detalhes abaixo.

IFRS 9 – Instrumentos Financeiros:

IFRS 9 – Instrumentos financeiros, publicada em novembro de 2009 e alterada em outubro de 2010, introduz novas exigências de classificação, mensuração e baixa de ativos e passivos financeiros. O IFRS 9 é aplicável para os períodos anuais com início em ou após o dia 1º de janeiro de 2015.

A IFRS 9 estabelece que todos os ativos financeiros reconhecidos dentro do escopo da IAS 39 - *Instrumentos financeiros: Reconhecimento e mensuração* (equivalente ao CPC 38) devem ser posteriormente mensurados pelo custo amortizado ou pelo valor justo.

O feito mais significativo da IFRS 9 refere-se à contabilização das alterações do valor justo de um passivo financeiro (designado pelo valor justo no resultado) atribuíveis a alterações do risco de crédito desse passivo. Especificamente, nos termos da IFRS 9, em relação a passivos financeiros reconhecidos pelo valor justo no resultado, o valor da alteração do justo valor do passivo financeiro atribuível a alterações do risco de crédito desse passivo é reconhecido em “Outros resultados abrangentes”, salvo se o reconhecimento dos efeitos da alteração do risco de crédito do passivo em “Outros componentes dos resultados abrangentes” resultar em ou aumentar o descasamento contábil na conta de resultado. As variações do valor justo atribuíveis ao risco de crédito de um passivo financeiro não são reclassificadas na conta de resultado. Anteriormente, no regime da IAS 39 e do

CPC 38, o valor total da variação do valor justo do ativo financeiro reconhecido pelo valor justo no resultado era reconhecido na conta de resultado.

A nossa Administração espera que adoção da IFRS 9 tenha um efeito significativo sobre os saldos apresentados em relação aos nossos ativos e passivos financeiros (por exemplo, os ativos financeiros da concessão classificados atualmente como investimentos disponíveis para venda serão mensurados pelo valor justo no fim dos períodos de relatório subsequentes, e as alterações do valor justo serão reconhecidas no resultado). Porém, não é possível fornecer uma estimativa razoável desse efeito enquanto não for conduzida uma análise detalhada.

Consolidação, acordos de participação, afiliadas e divulgações relacionadas

Em maio de 2011, foram publicadas cinco novas normas sobre consolidação, acordos de participação, afiliadas e divulgações, incluindo a IFRS 10, a IFRS 11, a IAS 27 (revisada em 2011) e a IAS 28 (revisada em 2011). Estas cinco normas, juntamente com as respectivas mudanças relacionadas às normas para transição, são aplicáveis para períodos anuais a partir de 1 de janeiro de 2013.

As principais exigências dessas cinco normas são:

A IFRS 10 substituiu as partes da IAS 27 – Demonstrações financeiras consolidadas e individuais – referentes a demonstrações financeiras consolidadas. A SIC-12 – *Consolidação: Sociedades de Propósito Especial* – será revogada quando aplicada a IFRS 10. Nos termos da IFRS 10, existe somente uma base de consolidação, isto é, o controle. Além disso, a IFRS 10 incluirá uma nova definição de controle, contendo três elementos: (a) poder sobre a sociedade investida; (b) exposição ou direitos a retornos variáveis decorrentes da participação na sociedade investida; e (c) capacidade de utilizar esse poder sobre a sociedade investida para realizar o valor dos retornos para o investidor.

A IFRS 11 substituiu a IAS 31 – *Participações em* joint ventures. A IFRS 11 trata das possibilidades de classificação de um contrato de participação no qual duas ou mais partes detenham controle conjunto. A SIC-13 – *Sociedades sob Controle Conjunto – Contribuições Não Monetárias dos Participantes* – será revogada quando a IFRS 11 for aplicável. Nos termos da IFRS 11, os acordos de participação são classificados como operações conjuntas ou *joint ventures*, dependendo dos direitos e obrigações das partes dos acordos. Além disso, nos termos da IFRS 11, as *joint ventures* devem ser contabilizadas pelo método da equivalência patrimonial, ao passo que subsidiárias podem ser contabilizadas pelo critério anterior da IAS 31, permitiam contabilização pelo método da equivalência patrimonial ou pelo método da consolidação proporcional.

A IFRS 12 é uma norma de divulgação aplicável a sociedades que mantenham participações em subsidiárias, acordos de participação, afiliadas e/ou sociedades estruturadas não consolidadas. Em geral, as exigências de divulgação nos termos da IFRS 12 são mais abrangentes do que as normas atuais.

A nossa Administração acredita que a aplicação dessas cinco normas terá um efeito significativo sobre os valores relatados nas demonstrações financeiras consolidadas da Companhia. Todas as sociedades sob nosso controle conjunto relacionadas na Nota 3 (c) as nossas demonstrações financeiras auditadas estão consolidadas proporcionalmente nessas demonstrações financeiras e se enquadram como *joint ventures* segundo as exigências da IFRS 11. Portanto, elas serão apresentadas a partir de 2013 pelo método da equivalência patrimonial.

Caso estas cinco normas sejam adotadas a partir de 31 de dezembro de 2012, as demonstrações financeiras consolidadas teriam os seguintes efeitos: (i) redução do total do ativo e do total do passivo em R$7.629.666; (ii) redução do Lucro operacional antes de Receitas (despesas) financeiras e impostos em R$1.212.689; e (iii) redução da receita líquida em R$3.850.380. O resultado do exercício e o Patrimônio líquido não seriam afetados pela adoção das novas normas.

IFRS 13 – Mensuração pelo valor justo

A IFRS 13 proporciona uma fonte uniforme de orientação para mensurações do valor justo e divulgação de mensurações do valor justo. A norma define valor justo, apresenta uma estrutura de mensuração do valor justo e exige divulgações das mensurações do valor justo. O escopo da IFRS 13 é abrangente, aplicando-se a itens de instrumentos financeiros e não financeiros, em relação aos quais outras normas IFRS exigem ou permitem mensurações do valor justo e divulgação de mensurações do valor justo, exceto em casos específicos. Por exemplo, as divulgações quantitativas e qualitativas baseadas na hierarquia em três níveis do valor justo exigida atualmente para instrumentos financeiros de acordo apenas com a IFRS 7 – *Instrumentos Financeiros – Divulgações* serão complementadas pela IFRS 13 de modo a incluir em seu escopo todos os ativos e passivos.

IFRS 13 é aplicável aos períodos anuais iniciados a partir de 1º de janeiro de 2013.

A nossa Administração prevê que a adoção dessa nova norma poderá afetar certos valores relatados nas nossas demonstrações financeiras e resultar em divulgações mais abrangentes em nossas demonstrações financeiras.

IAS 1- Apresentação das Demonstrações Financeiras

As alterações da IAS 1 permitem a apresentação da conta do resultado e a demonstração do resultado abrangente em uma única demonstração ou em duas demonstrações separadas e consecutivas. Porém, as alterações da IAS 1 exigem divulgações adicionais em Outros resultados abrangentes de modo que as rubricas dos Outros resultados abrangentes sejam agrupadas em duas categorias: (a) rubricas que não serão posteriormente reclassificadas na conta de resultado; e (b) rubricas que serão posteriormente reclassificadas na conta de resultado mediante certas condições. O imposto de renda incidente sobre as rubricas dos Outros resultados abrangentes será alocado da mesma forma.

As alterações da IAS 1 são aplicáveis aos períodos anuais iniciados a partir de 1º de julho de 2012. A apresentação das rubricas dos Outros resultados abrangentes serão devidamente modificadas conforme e quando as alterações forem adotadas em períodos contábeis futuros.

IFRS 7 e da IAS 32 – Compensação de Ativos Financeiros e Passivos Financeiros e divulgações relacionadas

As alterações da IAS 32 esclarecem certas questões de adoção existentes quanto às exigências de compensação de ativos e passivos financeiros. Especificamente, essas alterações esclarecem o significado das expressões “atualmente tenha o direito legal de compensar” e “realização e liquidação simultâneas”.

As alterações da IFRS 7 exigem que as sociedades divulguem as informações sobre direitos de compensação e acordos relacionados (tais como exigências de garantias) referentes a instrumentos financeiros sujeitos a compensação ou contratos similares.

As alterações da IFRS 7 são aplicáveis aos períodos anuais iniciados a partir de 1º de janeiro de 2013 e aos períodos intercalares desses períodos anuais. As divulgações deverão ser feitas retroativamente para todos os períodos comparados. Porém, as alterações da IAS 32 não são aplicáveis aos períodos anuais iniciados antes de 1º de janeiro de 2014.

Nossa Administração acredita que a adoção dessas alterações da IAS 32 e da IFRS 7 poderão resultar em divulgações adicionais em relação à compensação de ativos e passivos financeiros no futuro.

IAS 19 – Benefícios a empregados

As alterações da IAS 19 modificam a contabilização dos planos de benefícios definidos e dos benefícios rescisórios. A alteração mais significativa se refere à contabilização das alterações das obrigações e ativos de benefício definido do plano no próprio exercício, com eliminação do “método do corredor” permitido pela versão anterior da IAS 19 e do reconhecimento antecipado do custo dos serviços passados. As alterações exigem que todos os ganhos e perdas atuariais sejam imediatamente reconhecidos via Outros resultados abrangentes de modo que os ativos ou passivos líquidos do plano de pensão sejam reconhecidos no Balanço patrimonial consolidado para refletir o valor integral do déficit ou superávit do plano. Adicionalmente, as despesas com juros e o retorno esperado dos ativos do plano utilizados na versão anterior da IAS 19 foram substituídos por um valor de “juros líquidos”, calculado com base na taxa de desconto sobre os ativos ou passivos do benefício definido líquido.

O efeito decorrente da adoção das novas práticas contábeis de reconhecimento de obrigações atuariais com benefícios pós-emprego representarão uma redução do patrimônio líquido, em 1º de janeiro de 2013, no valor de R$497 milhões (R$106 milhões em 1º de janeiro de 2012. O impacto sobre a conta de resultado de 2013 decorrente) da revisão do Pronunciamento representará uma redução de R$18 milhões na despesa com benefícios pós-emprego em comparação com a despesa que seria reconhecida segundo a prática contábil anterior.

Esse efeito líquido representa diversos ajustes, incluindo o efeito do imposto de renda em: a) reconhecimento integral dos ganhos atuariais via Outros resultados abrangentes e redução do déficit líquido do fundo de pensão; b) redução imediata do custo dos serviços passados na conta de resultado e aumento do déficit líquido do fundo de pensão; e c) reversão da diferença entre o ganho resultante da taxa de retorno esperada dos ativos do plano de pensão e a taxa de desconto, via Resultados abrangentes.

Melhorias Anuais do Ciclo 2009–2011 (Maio de 2012)

As melhorias anuais do ciclo 2009–2011 das IFRS inclui diversas alterações de inúmeras normas IFRS. As alterações das IFRS são aplicáveis a períodos anuais iniciados a partir de 1º de janeiro de 2013 e incluem:

- Alterações da IAS 16 – *Ativo imobilizado*;
- Alterações da IAS 32 – *Instrumentos financeiros: apresentação*.

Alterações da IAS 16

As alterações da IAS 16 preveem que as peças sobressalentes, equipamentos e equipamentos de serviço devem ser classificados como ativo imobilizado, na medida em que estiverem de acordo com a definição de Imobilizado e Equipamentos da IAS 16, ou, do contrário, como estoques. A nossa Administração não definiu se as alterações da IAS 16 terão um efeito significativo sobre as nossas demonstrações contábeis.

Alterações da IAS 32

As alterações da IAS 32 dispõem que o imposto de renda referente a distribuições a detentores de instrumentos de capital e custos de operações patrimoniais deve ser contabilizado de acordo com a IAS 32 – Impostos sobre a renda. A nossa Administração acredita que as alterações da IAS 32 não terão um efeito significativo sobre as nossas demonstrações contábeis.

Principais Fatores que Afetam nossa Condição Financeira e nossos Resultados Operacionais

Análise de Vendas e Custo de Energia Elétrica Adquirida

As tarifas praticadas no Setor Elétrico Brasileiro, relacionadas às vendas das companhias de distribuição de energia para clientes cativos, são estabelecidas pela Aneel, a qual tem a autoridade para reajustar e revisar tarifas em conformidade com as disposições aplicáveis dos contratos de concessão. Veja a seção “Item 4. Informações sobre a Companhia - O Setor Elétrico Brasileiro – Tarifas”.

Cobramos dos consumidores cativos seu consumo efetivo de energia elétrica em cada período de faturamento de 30 dias, a tarifas especificadas. Certos consumidores industriais de grande porte são cobrados de acordo com a capacidade de energia elétrica que lhes é disponibilizada por nossa companhia de acordo com contratos firmados com tais consumidores, sendo as tarifas ajustadas de acordo com o consumo durante períodos de pico de demanda, bem como com as necessidades de capacidade que ultrapassarem o volume contratado.

Em geral, as tarifas da energia elétrica comprada por nossa Companhia são determinadas com referência à capacidade contratada, bem como aos volumes efetivamente usados.

A tabela a seguir apresenta a tarifa média (em reais por Mwh) e volume (por Gwh) componentes da compra e venda de energia elétrica nos períodos indicados. O termo “tarifa média” se refere a receitas segundo a classe de consumidor, divididas pelos Mwh utilizados por essa classe. Por conseguinte, essas tarifas médias não refletem necessariamente tarifas e uso efetivos por parte de uma classe específica de consumidor final durante qualquer período em particular.

	Exercício findo em 31 de dezembro de		
	2012	**2011**	**2010**
Vendas de Energia elétrica:			
Tarifa média a consumidores finais (R$/MWh)			
Tarifa industrial	176,40	167,59	158,53
Tarifa residencial	540,61	507,52	485,98
Tarifa comercial	445,58	435,99	436,44
Tarifa rural	273,18	267,56	256,18
Tarifa de serviços públicos e outros	335,94	328,06	319,92
Total de vendas a consumidores finais (GWh)			
Consumidores industriais	25.969	26.029	24.826
Consumidores residenciais	11.518	10.742	9.944
Consumidores comerciais	7.950	6.985	6.227
Consumidores rurais	2.874	2.646	2.467
Serviços públicos e outros consumidores	4.358	4.001	3.664
Tarifa média (R$/Mwh)	316,15	296,71	280,49
Receita total (milhões de R$)	16.671	14.955	13.219
Vendas a distribuidores:			
Volume (GWh)	13.868	14.458	14.205
Tarifa média (R$/Mwh)	137,22	109,07	101,72
Receita total (milhões de R$) (1)	1.903	1.577	1.445

(1) Não inclui R$39 milhões, R$36 milhões e R$24 milhões relativos ao Programa Proinfa, durante 2012, 2011 e 2010, respectivamente.

Tarifas de distribuição

Nossos resultados operacionais foram significativamente afetados por flutuações dos níveis de tarifas que a Cemig Distribuição e a Light estão autorizadas a cobrar pela geração e distribuição de energia elétrica. O processo de fixação de tarifas no Brasil tem sido historicamente influenciado por tentativas do governo de controlar a inflação. Com a reestruturação do setor elétrico brasileiro, iniciada em 1995, e nos termos da renovação do contrato de concessão por nós assinado com a Aneel em 1997, houve alterações significativas no processo de fixação de tarifas.

Todos os anos, em abril, a Aneel emite uma resolução que estabelece a taxa média de reajuste anual para a Cemig Distribuição. Em 2010, essa taxa foi de 7,58%, em 2011, foi de 10,47% e, em 2012, foi de 5,24%.

Em janeiro de 2013, o Governo Federal publicou a Lei n° 12.783, que removeu alguns impostos nas tarifas de eletricidade, reduzindo os preços da energia vendida pelo gerador que teve seus acordos de concessão renovados, bem como os preços para a transmissão de eletricidade. Em 24 de janeiro, a Aneel estabeleceu novas tarifas para que as distribuidoras repassassem aos consumidores os impactos da referida lei. Este reajuste foi feito através de uma Revisão Tarifária Extraordinária, para todos os distribuidores. O ajuste tarifário representou para a Cemig uma redução de 22%. Entretanto, este ajuste não impactou em nossos rendimentos, pois são relativos apenas aos custos da Parcela A, que são os custos não gerenciáveis. Em 8 de abril de 2013, a Aneel definiu um reajuste tarifário anual para a Cemig Distribuição de 2,99%. Os componentes desse aumento foram os seguintes: (i) aumento de 0,47% devido ao Índice de Reajuste Tarifário; (ii) redução de 1,03% devido à variação interanual de custos fixos; (iii) aumento de 1,45% relacionado ao adiantamento dos subsídios sobre as tarifas aplicáveis a certos consumidores e (iv) aumento de 0,11% devido a outros ajustes financeiros.

Os reajustes tarifários médios anuais da Cemig Distribuição de 2013, 2012, 2011 e 2010 e a revisão com seus respectivos componentes estão apresentados na tabela abaixo:

	2013	2012	2011	2010
Ajuste tarifário médio da taxa anual/periódica.................................	2,99%	5,24%	10,47%	7,58%
Componentes				
Índice de ajuste tarifário	0,47%	2,90%	8,08%	3,41%
Variação interanual de custos fixos (CVA)	1,03%	-2,70%	-1,06%	-1,46%
Adiantamento dos subsídios sobre as taxas	1,45%	3,57%	5,03%	6,35%
Outros ajustes financeiros..	0,11%	1,47%	-1,58%	-072%

Todos os anos, em novembro, a Aneel emite uma resolução que estabelece a taxa média de reajuste anual para a Light. Em 2010 esta taxa foi de 6,88% e em 2011 foi de 6,57%.

Em 6 de novembro de 2012 a Aneel definiu um reajuste tarifário anual para a Light de 10,77%. Os componentes deste aumento foram os seguintes: (i) um aumento de 7,17% devido ao Índice de Reajuste Tarifário, (ii) um aumento de 2,71% devido à variação interanual dos custos fixos, (iii) um aumento de 1,23% em relação ao adiantamento dos subsídios sobre as taxas aplicáveis a certos consumidores, e (iv) uma diminuição de -0,33% devido a outros ajustes financeiros.

Os reajustes tarifários médios anuais da Light de 2012, 2011 e 2010 e a revisão com seus respectivos componentes estão apresentados na tabela abaixo:

	2012	2011	2010
Ajuste médio da taxa anual/periódica......................................	10,77%	6,57%	6,88%
Componentes			
Índice de ajuste tarifário..	7,17%	7,21%	8,21%
Variação interanual de custos fixos (CVA)	2,71%	0,20%	0,76%
Adiantamento dos subsídios sobre as taxas	1,23%	2,01%	1,65%
Outros ajustes financeiros..	-0,33%	-2,85%	-3,74%

Taxas de transmissão

O reajuste sobre as receitas das redes de transmissão de energia elétrica detidas pela CEMIG, conforme especificado no contrato de concessão, ocorre anualmente em junho. O contrato de concessão estabelecia um período de quatro anos entre as revisões periódicas. Após a implantação da Lei 12.783/2013 – Renovação das Concessões, os contratos de concessão aditados, a partir de 2013, passam a estabelecer um período de cinco anos entre as revisões periódicas.

Em 2010, a Aneel aprovou os resultados da segunda revisão periódica, igualmente com reavaliação de toda a base de ativos da Cemig Geração e Transmissão. Os resultados foram divulgados por meio da Resolução nº 988, de 18 de junho de 2010, definindo uma queda nas receitas anuais de 15,88%. O reajuste é retroativo a 2009, uma vez que o órgão regulador estava trabalhando na definição das normas a serem aplicadas na revisão.

O contrato de concessão prevê que as exigências de receitas sejam reajustadas anualmente por causa da inflação. Até janeiro de 2013, o índice utilizado para restabelecer a inflação anual era o Índice de Preço de Mercado Geral, ou IGP-M. Esse índice IGP-M aumentou 4,26% de junho de 2011 a maio de 2012, elevando as receitas do ciclo 2012-2013. Em junho de 2011, a Aneel aprovou um aumento de 5.0% nas receitas de transmissão. Após a implantação da Lei 12.783/2013 - Renovação das Concessões, os contratos de concessão aditados, a partir de 2013, passam a estabelecer o IPCA como o índice de inflação considerado para reajustar o RAP anualmente.

No fim de 2012, o Governo Federal renovou a concessão de transmissão da Cemig e reduziu as receitas de janeiro de 2013 para R$148 milhões ao ano, além das reduções das alíquotas do Programa de Formação do Patrimônio do Servidor Público (“PASEP”) e da Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social (“COFINS”) incidentes sobre o serviço.

Racionamento de Energia e Medidas Governamentais para Compensar Concessionárias de Energia Elétrica.

O baixo índice pluviométrico registrado em 2000 e no início do ano de 2001, o crescimento significativo na demanda por energia e a significativa dependência do Brasil da energia elétrica gerada por recursos hidrelétricos resultaram na queda anormal do nível de água em diversos reservatórios que são utilizados pelas maiores usinas hidrelétricas de geração de energia do país. Em maio de 2001, o Governo Federal anunciou diversas medidas requerendo redução no consumo de energia em resposta a tais condições (“Plano de Racionamento de Energia Elétrica”). As medidas de racionamento de energia deixaram de ser impostas em 28 de fevereiro de 2002.

No entanto, o Novo Modelo da Indústria (que tem como um de seus principais objetivos garantir o fornecimento de energia) criou os leilões para o mercado regulado (ACR), onde é possível comprar energia de novas usinas para garantir o fornecimento. Desde o Novo Modelo da Indústria, aproximadamente 47.000 MW de capacidade foram negociados nesses leilões, que está sendo instalada entre 2008 e 2017. Dessa quantidade, foram negociadas 5.97 MW nos leilões de reserva, ou seja, essa energia não está comprometida com qualquer contrato ou qualquer fornecimento mínimo.

Em 12 de dezembro de 2001, o Governo Federal autorizou a criação do Acordo Geral do Setor Elétrico. Esse acordo previa que companhias de distribuição e geração de energia elétrica no Brasil, como nossa companhia, fossem recompensadas pelas perdas de receita causadas pela redução nos valores de energia vendida e pela compra de energia na CCEE, conforme aplicável, tendo em vista as medidas de racionamento impostas pelo Governo Federal. A compensação seria realizada por meio de um aumento extraordinário na tarifa de energia aplicável a futuras vendas de energia e as companhias tinham o direito de usar esse aumento da tarifa por um período médio de 74 meses, encerrado em Março de 2008.

Liquidação Antecipada da Conta CRC a Receber do Governo Estadual de Minas Gerais

Nós possuíamos uma conta a receber do Governo do Estado, referida como a Conta CRC, referido como o Acordo CRC envolvendo créditos contra o Govervo Federal, que foram transferidos para o Governo do Estado, os quais totalizavam o valor de R$ 2.422 milhões em 31 de dezembro de 2012.

Em 20 de novembro de 2012, foi celebrado um termo de compromisso entre a Cemig e o Estado de Minas Gerais, posteriormente ratificado pelo Conselho de Administração da Cemig (CRCA 124/2012, de 21 de dezembro de 2012), por meio do qual o Conselho de Administração concordou com o pagamento antecipado pelo estado de Minas Gerais do saldo devedor nos termos do Contrato CRC. Em 25 de janeiro de 2013, o termo de compromisso foi aditado para retificar o valor do débito, conforme autorizado pelo Conselho de Administração (CRCA 001/2013, de 18 de janeiro de 2013).

De acordo com o termo de compromisso, conforme alterado, o Estado de Minas Gerais reconheceu a sua obrigação de pagamento do saldo em circulação referente ao Contrato CRC, débito este no valor total de of R$ 6.283 milhões, incluindo juros acumulados até 31 de outubro de 2012, resultando, após a aplicação de abatimento acordado em 35% em razão da liquidação antecipada, de um débito atualizado no valor de R$ 4.084 milhões a partir da mesma data base de 31 de outubro de 2012.

A conta a receber foi quitada com o Estado de Minas Gerais mediante pagamento à Cemig do valor de R$ 4.211 milhões, em diversas datas, de 18 de dezembro de 2012 a 11 de março de 2013.

Em vista do pagamento antecipado da Conta CRC, a Cemig decidiu readquirir as quotas seniores do FIDC, as quais a Cemig havia cedido todos os recebíveis referentes ao Contrato CRC e, uma vez em posse de todas as units, extinguir o FIDC, mediante pagamento por cessão dos direitos creditórios referentes ao portfolio do FIDC, ao preço registrado no FIDC. Acreditamos que a recompra das quotas em circulação do FIDC foi necessária para que o contrato de pagamento do CRC seja negociado e celebrado pelo estado de Minas Gerais e pela Cemig, sem a necessidade de envolver o FIDC.

Em 5 de dezembro de 2012, a Cemig recomprou, no mercado secundário, o saldo das quotas seniores em circulação do FIDC detidas pelo Banco Itaú BBA, pelo Bradesco e por dois fundos mútuos do Bradesco (Bradesco FI Multimercado CP Invest no Exterior e Bradesco FI Multimercado Pioneiro), por aproximadamente R$711.3 milhões. Esse valor representa a soma dos pagamentos de parcelas ainda não devidos, reajustados à taxa CDI acumulada da data de emissão das units seniores do FIDC até a data de aquisição, conforme os critérios estabelecidos no Artigo 38, Parágrafo 7º do Regulamento do FIDC, para a eventualidade de amortização extraordinária das units seniores, conforme autorizado pelo Conselho de Administração, por meio da Decisão de Gastos do Conselho (CRCA) 101/2012, de 5 de dezembro de 2012.

A Cemig, na condição de titular da totalidade das quotas subordinadas e seniores do FIDC, liquidou o FIDC em 17 de dezembro de 2012, resgatando todas as quotas subordinadas e seniores emitidas pelo FIDC em circulação e, posteriormente, encerrando as atividades do FIDC e simultaneamente a extinção das units subordinadas e seniores por meio de pagamento por cessão dos direitos de crédito que integram a carteira do FIDC, ao preço registrado no FIDC de R$1.785 bilhões.

Taxas de Câmbio

Praticamente todas as nossas receitas e as nossas despesas operacionais são denominadas em *Reais*. Entretanto, temos dívidas denominadas em moeda estrangeira. Em consequência, em períodos contábeis nos quais há desvalorização do real frente o dólar dos Estados Unidos ou outras moedas estrangeiras nas quais nossa dívida é denominada, nossos resultados operacionais e situação financeira são prejudicados. O ganho ou perda cambial e o ganho ou perda de correção monetária decorrentes de variação poderão ter impacto sobre nossos resultados operacionais em períodos de ampla oscilação do valor do real em relação ao dólar ou de inflação alta. Temos vários contratos financeiros e de outra natureza em decorrência dos quais devemos, ou temos direito a, valores referentes à correção monetária medida por um índice de inflação de preços do Brasil. Em 2012, valemo-nos de instrumentos financeiros, tais como *swaps* de taxa de juros, para reduzir o risco de flutuações das taxas de câmbio. Em 31 de dezembro de 2012, firmamos contratos de *swap* no valor nocional de US$8 milhões e, com o fim de converter a taxa de juros original de certo financiamento de taxa de juros calculada com base na variação do dólar dos Estados Unidos em uma taxa de juros calculada com base na taxa do Certificado de Depósito Interbancário, ou taxa CDI. Vide as Notas Explicativas 2.6(b), 19, 23, 28 e 29 de nossas demonstrações financeiras consolidadas.

Exercício findo em 31 de dezembro de 2012 comparado ao exercício findo em 31 de dezembro de 2011

Receita operacional líquida

A receita operacional líquida aumentou 17,2%, passando de R$15.749 milhões em 2011 para R$18.460 milhões em 2012.

	2012	% das receitas operacionais líquidas	2011	% das receitas operacionais líquidas	2012 ante 2011 %
	(em milhões de R$)		(em milhões de R$)		
Vendas de energia elétrica a consumidores finais	16.671	90,4	14.955	95,0	11,5
Receitas do fornecimento no atacado a outras concessionárias e PROINFA	1.942	10,5	1.613	10,2	20,4
Receitas provenientes da utilização de sistema de distribuição elétrica (TUSD)	2.216	12,0	1.978	12,6	12,0
Receitas provenientes da utilização da rede de concessão de transmissão	1.675	9,1	1.407	8,9	19.0
Receitas de indenização de transmissão	192	1.0	-	-	-
Receitas de construção	1.631	8,8	1.541	9,8	5,8

Receita de transações na CCEE	427	2,3	269	1,7	58,7
Outras receitas operacionais	1.324	7,2	983	6,2	34,7
Impostos sobre as receitas e taxas regulatórias	(7.618)	(41,3)	(6.997)	(44,4)	8,9
Total das receitas operacionais líquidas	18.460	100,0	15.749	100,0	17,2

Vendas de energia elétrica a consumidores finais

As receitas provenientes da venda de energia elétrica aos consumidores finais (excluindo o consumo próprio da CEMIG) aumentaram R$1.716 milhões ou 11,5%, passando de R$14.955 milhões em 2011 para R$16.671 milhões em 2012.

Essa variação deveu-se principalmente a:

- um aumento de 4,49% no volume de energia elétrica faturado aos consumidores finais (excluindo o consumo interno);
- ajustes nas tarifas das concessões da Cemig Distribuição, que aumentaram em média 7,24% em 8 de abril de 2011 e 3,85% em 8 de abril de 2012, respectivamente;
- ajustes na tarifa da concessão da Light SESA, que aumentaram em média 7,82% em 7 de novembro de 2011 e aumento em média 10.77% em 6 de novembro de 2012;
- reajustes nas taxas dos contratos para venda de energia a Consumidores Livres, indexados principalmente pela variação do IGP-M, que aumentou 7,8% em 2012.

Receitas provenientes do fornecimento no atacado a outras concessionárias e à PROINFA

As receitas provenientes do fornecimento no atacado a outras concessionárias e à PROINFA aumentaram em R$329 milhões ou 20,4%, de R$1.613 milhões em 2011 para R$1.942 milhões em 2012. O preço médio dessas vendas aumentou 25,4%, de R$110,64/MWh em 2011 para R$138,77/MWh em 2012. Isto foi parcialmente compensado pela redução do volume de energia elétrica vendida a outras concessionárias de 253.360 MWh, ou 4,0%, passando de 14.578.717 MWh em 2011 para 13.994.737 MWh em 2012.

Receitas provenientes da utilização de sistema de distribuição de energia elétrica (TUSD)

As receitas provenientes da utilização do sistema de distribuição de energia elétrica (TUSD) aumentaram R$238 milhões, ou 12,0%, passando de R$1.978 milhões em 2011 para R$2.216 milhões em 2012. Essas receitas provêm de cobranças de energia vendida aos Consumidores Livres localizados nas áreas de concessão da CEMIG e da Light, e o aumento em 2012 foi devido ao reajuste das taxas e a um maior volume de energia transportada aos consumidores livres pela CEMIG, resultante da recuperação da atividade industrial e a migração de consumidores cativos para o Mercado Livre em 2012.

Receitas provenientes da utilização da rede de concessão de transmissão

As receitas provenientes da utilização da rede básica de transmissão cresceram R$268 milhões, ou 19,0%, passando de R$1.407 milhões em 2011 para R$1.675 milhões em 2012. Essas receitas provêm da capacidade de transmissão da Cemig Geração e Transmissão disponibilizada para a rede nacional, e também das controladas em conjunto, especialmente TBE e Taesa no mercado de transmissão. Este aumento em 2012 resultou essencialmente da aquisição da Abengoa pela Taesa no segundo semestre de 2011 (com pleno efeito em 2012)entre outras aquisições.

Receitas provenientes de indenizações de transmissão

Em 2012, nós registramos um ganho estimado de R$ 192 milhões provenientes de indenizações sobre ativos de transmissão, em função da exigência trazida pela MP 579. A transação de receitas de indenização se refere à diferença entre os valores contabilizados e o montante estimado de compensação dos ativos de transmissão que foram renovados antecipadamente, de acordo com os critérios estabelecidos pela MP 579. A Companhia registrou, em 2012, um ganho baseado em valores de indenização estimados, usando como referência a nota técnica 387/2012 da Aneel, na qual estudos são apresentados para a definição do Valor Novo de Reposição (VNR) das linhas de transmissão que tiveram seus Contratos de Concessão renovados. Para maiores informações ver Nota 04 às nossas demonstrações financeiras consolidadas.

Receitas de construção

As receitas de construção aumentaram R$90 milhões, passando de R$1.541 milhões em 2011 para R$1.631 milhões em 2012, devido a um maior investimento em ativos de concessões. Essas receitas representam os investimentos nos ativos da concessão, incluindo, em alguns casos, a margem de lucro registrada em cada operação. Grande parte das receitas de construção foi compensada pelos custos de construção. Veja a Nota Explicativa 25 às nossas demonstrações financeiras consolidadas.

Vendas no mercado de curto prazo

A CEMIG GT teve exposição positiva no ano de 2012 no mercado de curto prazo de 2.967,742 GWh, sendo que 99,4% devido à energia secundária proporcionada pelo sistema através do MRE (Mecanismo de Realocação de Energia). Essa exposição positiva em 2012 no mercado de curto prazo gerou uma receita de R$ 180 milhões. Pelo resultado mostrado, pode-se perceber que a venda em contratos bilaterais firmes representou quase a totalidade dos recursos disponíveis para a venda, tanto de usinas próprias como compra de energia de terceiros. Praticamente, apenas a energia secundária foi contabilizada como exposição de curto prazo, sendo que essa energia não pode ser vendida em contratos bilaterais, pois é resultante da decisão de despacho operativo do ONS (Operador Nacional do Sistema).

A CEMIG D teve exposição praticamente nula no ano de 2012 no mercado de curto prazo, com alguns meses com exposição negativa e outros, em compensação, com exposição positiva. Ao longo do ano, a CEMIG D teve exposições involuntárias devido a atrasos em entrada em operação comercial de usinas que venderam energia para as distribuidoras nos leilões do MME, e também pela perda de contratos de usinas que não foram construídas, e também venderam energia em leilões do MME. Assim, possíveis perdas ou ganhos financeiros das exposições de curto prazo da CEMIG D são contabilizados pela Aneel para os repasses às tarifas dos consumidores finais da empresa.

Outras receitas operacionais

As outras receitas operacionais aumentaram R$341 milhões, ou 34,7%, de R$983 milhões em 2011 para R$1.324 milhões em 2012. Nossas outras receitas operacionais são:.

	2012	**2011**
		(em milhões reais)
Fornecimento de gás	755	579
Serviços cobrados	18	14
Serviços de telecomunicações	162	158
Serviços prestados	118	98
Subsídio à baixa renda	176	56
Outros	95	78
	1.324	983

O aumento em outras receitas operacionais em 2012, comparadas a 2011, são principalmente devidas ao aumento das receitas relacionadas ao fornecimento de gás de 30,4%, passando de R$579 milhões em 2011 para R$755 milhões em 2012. Esse aumento deveu-se à maior demanda em 2012 por conta da expansão do nosso gasoduto no Estado de Minas Gerais.

Impostos sobre receitas e encargos regulatórios

Os impostos sobre as receitas aumentaram R$621 milhões, ou 8,9%, passando de R$6.997 milhões em 2011 para R$7.618 milhões em 2012. Os impostos sobre as receitas consistem em: (i) IVA, avaliado a uma alíquota média de 21% sobre as vendas de energia elétrica aos consumidores finais; (ii) COFINS, avaliado a uma alíquota de 7,6%; e PASEP, avaliado a uma alíquota de 1,7%. Veja a Nota Explicativa 24 às nossas demonstrações financeiras consolidadadas para mais informações.

Custos e despesas operacionais

Os custos e despesas operacionais aumentaram R$3.194 milhões, ou 27,9%, passando de R$11.445 milhões em 2011 para R$14.639 milhões em 2012. Esse aumento deveu-se principalmente à energia elétrica comprada para revenda que aumentou R$1.673 milhões, ou 39.1%, passando de R$4.278 milhões em 2011 para R$5.951 milhões em 2012. Para mais informações, veja a Nota Explicativa 25 às nossas demonstrações financeiras consolidadas.

	2012	**% das receitas operacionais líquidas**	**2011**	**% das receitas operacionais líquidas**	**2012 ante 2011 %**
	(em milhões de R$)		(em milhões de R$)		
Energia elétrica comprada para revenda	(5.951)	(32,2)	(4.278)	(27,2)	39,1
Encargos de uso das instalações da rede de transmissão	(1.011)	(5,5)	(830)	(5,3)	21,8
Depreciação e amortização	(1.001)	(5,4)	(983)	(6,2)	1,8
Pessoal	(1.361)	(7,4)	(1.249)	(7,9)	9,0
Participação dos empregados e administradores nos	(244)	(1,3)	(221)	(1,4)	10,4
Serviços terceirizados	(1.127)	(6,1)	(1.031)	(6,5)	9,3
Obrigações de aposentadoria	(134)	(0,7)	(124)	(0,8)	8,1
Materiais	(82)	(0,4)	(98)	(0,6)	(16,3)
Royalties pelo uso de recursos hídricos	(186)	(1,0)	(154)	(1,0)	20,8
Provisões para prejuízos operacionais	(782)	(4,2)	(257)	(1,6)	204,3
Gás comprado para revenda	(495)	(2,7)	(329)	(2,1)	50,5
Custos de construção	(1.630)	(8,8)	(1.529)	(9,7)	6,6
Outras despesas operacionais, líquidas	(634)	(3,4)	(362)	(2,3)	75,1
Total das despesas e custos operacionais	(14.638)	(79,3)	(11.445)	(72,7)	27,9

A energia elétrica comprada para revenda consiste principalmente nas compras de Itaipu através da Eletrobrás e licitações patrocinadas pelo Governo Federal. Segundo as normas aplicáveis, devemos comprar parte da capacidade de Itaipu em dólares norte-americanos. Também compramos energia elétrica da CCEE, por meio de contratos bilaterais. A energia elétrica comprada para revenda cresceu R$1.673 milhões, ou 39,1%, passando de R$4.278 milhões em 2011 para R$5.951 milhões em 2012. O aumento dos custos deveu-se basicamente ao aumento nos preços de energia elétrica em 2012, em função do baixo nível dos reservatórios brasileiros, sendo necessário o aumento dos custos operacionais das usinas termoelétricas. Esse é um custo não controlável para os negócios de distribuição, e a diferença entre os montantes utilizados como referência para o cálculo das tarifas e o custo realmente incorrido é compensada no próximo reajuste tarifário. Para uma discriminação dessas despesas, veja a Nota 25 às nossas demonstrações financeiras consolidadas.

Os encargos do uso da rede de transmissão correspondem principalmente aos custos de transporte de energia elétrica na rede básica brasileira, que são rateados entre as empresas de distribuição brasileiras, de acordo com a legislação regulatória brasileira. Os encargos do uso da rede de transmissão, que são definidos pela Aneel, cresceram R$181 milhões, ou 21,8%, passando de R$830 milhões em 2011 para R$1.011 milhões em 2012. Essas taxas, fixadas por uma resolução da Aneel, são pagas pelos agentes de distribuição e geração de energia elétrica pela utilização das instalações integrantes da rede nacional. Esse é um custo não controlável, e a diferença entre os montantes utilizados como referência para o cálculo das tarifas e o custo realmente incorrido é compensada no próximo reajuste tarifário.

A despesa de depreciação e amortização aumentou R$18 milhões, ou 1,8%, passando de R$983 milhões em 2011 para R$1.001 milhões em 2012. Esse resultado deve-se principalmente ao aumento dos nossos ativos, devido a um maior investimento nos nossos programas de distribuição em 2012.

Despesas com pessoal aumentaram R$112 milhões, ou 9,0%, passando de R$1.249 milhões em 2011 para R$1.361 milhões em 2012. Esse aumento é devido ao aumento salarial médio de 8.2% e 4,5% acordado em novembro de 2011, nas negociações para o Acordo Coletivo de Trabalho anual, sendo parcialmente compensado pela redução de 3,8% do nosso número total de empregados 2011-2012.

A participação de empregados e gerentes nos lucros aumentou R$23 milhões, ou 10,4%, passando de R$221 milhões em 2011 para R$244 milhões em 2012. Essa alta resulta principalmente do aumento na receita líquida da Cemig em 2012.

Serviços de terceiros aumentaram R$96 milhões, ou 9.3%, passando de R$1.031 milhões em 2011 para R$1.127 milhões em 2012. Isso é principalmente devido à maior quantidade de custos relacionados a serviços de comunicação e manutenção de equipamentos elétricos. Para um detalhamento das disposições, veja a Nota Explicativa 25 às nossas demonstrações financeiras consolidadas.

As despesas com obrigações de aposentadoria aumentaram R$10 milhões, ou 8,1%, passando de R$124 milhões em 2011 para R$134 milhões em 2012. Esses gastos representam principalmente nossas obrigações atuariais relacionadas à apropriação líquida de juros em 2012. O aumento em 2011 deve-se principalmente ao efeito do reajuste do valor atual em nossas obrigações atuariais. Para mais informações, veja a Nota Explicativa 21 às nossas demonstrações financeiras consolidadas.

As provisões para perdas operacionais cresceram R$525 milhões, ou 204,3%, passando de R$257 milhões em 2011 para R$782 milhões em 2012. Os principais componentes que explicam essa aumento foram os seguintes:

- a constituição de provisão para devedores duvidosos, de R$159 milhões, em relação ao ICMS sobre a utilização do sistema básico de distribuição de energia elétrica (TUSD); e
- a constituição de provisão no valor de R$403 milhões em 2012, relacionada a um contrato celebrado pela Cemig e pelo Governo Federal sobre a conta CRC, em conexão com o pagamento antecipado dos recebíveis das contas CRC.

O gás comprado para revenda cresceu R$166 milhões, ou 50,5%, passando de R$329 milhões em 2011 para R$495 milhões em 2012. Esse é o resultado da maior quantidade de gás comprado pela Gasmig em 2012 para atender seus clientes industriais.

Em consequência dos fatores acima, tivemos um lucro operacional antes de despesas financeiras de R$4.083 milhões em 2012 comparado a um lucro operacional antes de despesas financeiras de R$4.303 milhões em 2011.

Receitas financeiras (despesas), líquidas

As receitas (despesas) financeiras, líquidas, incluem (i) as receitas financeiras, que consistem principalmente em juros e correção monetária da nossa conta a receber do Governo do Estado, receita de investimentos, encargos por atraso no pagamento das contas de fornecimento de energia elétrica e ganhos cambiais e (ii) despesas financeiras, que consistem, principalmente, em despesa com juros sobre empréstimos e financiamentos, perdas cambiais, perdas com correção monetária, encargos e reajustes inflacionários sobre obrigações pós-emprego pagos a fundos de pensão e outras despesas.

As receitas financeiras líquidas foram R$1.252 milhões em 2012, comparadas às despesas financeiras líquidas de R$970 milhões em 2011. Os principais fatores que impactaram nossos resultados financeiros líquidos em 2012 foram:

- Redução nas receitas provenientes de investimentos à vista: queda de R$114 milhões, ou 27,8%, passando de R$410 milhões em 2011 para R$296 milhões em 2012, devido à redução no volume de investimentos à vista em 2012.
- Receitas de R$2.383 milhões provenientes de variação monetária de contas a receber do Governo do estado de Minas Gerais. Veja a Nota Explicativa 12 às nossas demonstrações financeiras consolidadas.
- Aumento nas receitas provenientes de pagamentos de multa por atraso sobre contas de energia elétrica: aumento de R$28 milhões ou 18,54%, de R$151 milhões em 2011 para R$179 milhões em 2012.
- Ganhos cambiais: aumento de R$24 milhões, ou 120,0%, passando de R$20 milhões em 2011 para R$44 milhões em 2012, devido a investimentos financeiros da Taesa feitos em moeda estrangeira.
- Perdas cambiais: aumento de R$42 milhões, ou 105,0%, passando de R$40 milhões em 2011 para R$82 milhões em 2012, devido a empréstimos e financiamentos feitos em moeda estrangeira.
- Despesas com empréstimos e financiamentos: redução de R$68 milhões, ou 5,2%, passando de 1.311 milhões em 2011 para R$1.243 milhões em 2012. Essa redução deveu-se essencialmente à menor variação na taxa do CDI, o principal índice de nossos contratos de empréstimos e financiamentos, refletindo a redução na taxa SELIC em 2012.

Para uma discriminação das receitas e despesas financeiras, veja a Nota Explicativa 26 às nossas demonstrações financeiras consolidadas.

Despesa de imposto de renda

A despesa de imposto de renda representou uma despesa de R$1.063 milhões no lucro antes de impostos de R$5.335 milhões em 2012, ou 19,9%, comparado com uma despesa de R$918 milhões no lucro antes de impostos de R$3.333 milhões em 2011, ou 27,50%. A despesa mais baixa com o imposto de renda no ano de 2012 decorreu do pagamento de parte (R$1,7 bilhão) de remuneração aos acionistas na forma de Juros sobre Capital Próprio (JCP), que representa um instrumento para pagamento aos acionistas que é dedutível pela Companhia como uma despesa redutora do lucro líquido. O imposto de renda sobre este valor é pago pelo acionista que o receber, à alíquota de 15%. As alíquotas efetivas são conciliadas com as alíquotas nominais na Nota Explicativa 10 às nossas demonstrações financeiras consolidadas.

Lucro líquido

Em consequência dos fatores acima, tivemos um lucro líquido de R$4.272 milhões em 2012, comparado ao lucro líquido de R$2.415 milhões em 2011.

Exercício findo em 31 de dezembro de 2011 em relação ao exercício findo em 31 de dezembro de 2010

Receitas Operacionais Líquidas

As receitas operacionais líquidas aumentaram 14,2%, de R$13.790 milhões em 2010 para R$15.749 milhões em 2011.

	2011	% das receitas operacionais líquidas	2010	% das receitas operacionais líquidas	2011 em relação a 2010 - %
	(em milhões de R$)		(em milhões de R$)		
Venda de energia elétrica a consumidores finais	14.955	95,0	13.219	95.9	13,1
Receita de fornecimento no atacado para outras concessionárias e à PROINFA	1,613	10,2	1.469	10,7	9,8
Receita do uso do sistema de distribuição de eletricidade (TUSD).	1.978	12,6	1.658	12,0	19,3
Receita do uso da rede de transmissão	1.407	8,9	1.141	8,6	17,5
Receitas de Construção	1.541	9,8	1.341	9,7	14,9
Receitas de transações na CCEE	269	1,7	133	1,0	102,3
Outras receitas operacionais	983	6,2	924	6,7	6,4
Tributação sobre as receitas e encargos regulatórios	(6.997)	(44,2)	(6.095)	(44,0)	14,8
Total das receitas operacionais líquidas	15.749	100.0	13.790	100.0	14.2

Venda de energia elétrica para consumidores finais

As receitas provenientes de venda de energia elétrica aos consumidores finais (exceto o próprio consumo da CEMIG) aumentaram R$1.736 milhões, ou 13,1% de R$13.219 milhões em 2010 para R$14.955 milhões em 2011.

Essa variação foi devida principalmente a:

- aumento de 6.95% no volume de energia faturada a consumidores finais (excluindo consumo interno);
- ajustes de tarifa das concessões da Cemig Distribuição, que aumentarão a uma taxa média de 1,67% em 8 de abril de 2010, e aumento a uma taxa média de 7,24% em 8 de abril de 2011, respectivamente;
- ajuste da tarifa da concessão da Light SESA, que aumentaram a uma taxa média de 7,82% em 7 de novembro de 2011, e aumento a uma taxa média de 10,77% em 6 de novembro de 2012;
- reajustes das taxas em contratos de venda de energia a Clientes Livres, indexados em sua maioria à variação do IGP-M, que aumento 5,1% em 2011.

Receitas do fornecimento no atacado para outras concessionárias e para a PROINFA

As receitas provenientes do fornecimento no atacado a outras concessionárias cresceram R$144 milhões, ou 9,8%, de R$1.469 milhões em 2010 para R$1.613 milhões em 2011. O volume de energia elétrica vendida para outras concessionárias cresceu 253.360 MWh, ou 1,8%, de 14.204.530 MWh em 2010 para 14.457.890 MWh em 2011. O preço médio dessas vendas aumentou 7,2%, passando de R$101,72/MWh em 2010 para R$109,08/MWh em 2011.

Receitas Do Uso Do Sistema De Distribuição De Energia (TUSD)

As receitas do uso do sistema de distribuição de energia (TUSD) aumentaram R$320 milhões, ou 19,3%, passando de R$1.658 milhões em 2010 para R$1.978 milhões em 2011. Essa receita foi gerada por encargos atrelados à energia vendida a Consumidores Livres localizados nas áreas de concessão da CEMIG e da Light, e o aumento em 2011 é decorrente do maior volume de energia transportada a Consumidores Livres pela CEMIG, resultado da recuperação da atividade industrial e da migração de consumidores cativos para o Mercado Livre em 2011.

Receitas da utilização do sistema de concessão de transmissão

Para as concessões concedidas antes do ano 2000 ou depois, a receita da Utilização da Rede refere-se à taxa cobrada de agentes do setor elétrico, incluindo Consumidores Livres conectados em alta tensão devido ao uso de nossa rede de transmissão ligada à rede de transmissão interligada brasileira.

Para novas concessões concedidas em 2000 ou depois, as receitas representam a parcela recebida dos agentes de energia relacionados com a operação e manutenção das linhas de transmissão e também a variação monetária sobre as receitas financeiras de ativos de transmissão registrados durante o período de construção das linhas de transmissão. Os índices utilizados para reajuste de tais ativos correspondem à remuneração do capital investido nesses projetos, variando de acordo com o modelo do empreendimento e o custo do capital do investidor.

As receitas provenientes da utilização do sistema de transmissão aumentaram R$266 milhões, ou 23,3%, de R$1.141 milhões em 2010 para R$1.407 milhões em 2011. Essa receita é derivada da capacidade de transmissão da Cemig Geração e Transmissão disponibilizada à rede nacional, e também das filiais de transmissão controladas em conjunto, principalmente TBE e Taesa. O aumento em 2011 é devido principalmente ao registro pela CEMIG de R$178 milhões relativos à variação monetária dos ativos de transmissão registrados da TAESA. Isso resultou do reajuste de 9,77% nas tarifas da TAESA em julho de 2011. Para mais informações sobre reajustes tarifários, veja “ Setor Elétrico Brasileiro - Tarifas para Utilização de Sistemas de Distribuição e Transmissão”.

Receitas de construção

As receitas de construção cresceram R$200 milhões, de R$1.341 milhões em 2010 para R$1.541 milhões em 2011, devido ao maior investimento em ativos de concessão em 2011. Essas receitas representam os investimentos em ativos de concessão e incluem, em alguns casos, a margem de lucro registrada em cada operação. A maior parte das receitas de construção foi contrabalançada pelos custos de construções. Veja a Nota Explicativa 24 às nossas demonstrações financeiras consolidadas.

Outras receitas operacionais

Outras receitas operacionais aumentaram R$59 milhões, ou 6,4%, de R$924 milhões em 2010 para R$983 milhões em 2011. As outras receitas operacionais foram:

	2011	**2010**
	(em milhões de reais)	(em milhões de reais)
Fornecimento de gás	579	398
Serviços cobrados	14	16
Serviços de telecomunicações	158	131
Outros serviços prestados	98	179
Subsídios de baixa renda	56	133
Outros	78	67
	983	924

O aumento das outras receitas operacionais em 2011, em comparação a 2010, está principalmente relacionado ao aumento de 45,5% no fornecimento de gás, de R$398 milhões em 2010 para R$579 milhões em 2011. Esse aumento resultou da expansão de nossos dutos para o Vale do Aço e para o sul de Minas os dutos tubulação do Vale do Aço começou a operar em setembro de 2010.

Impostos sobre receitas e encargos regulatórios

Os impostos sobre as receitas aumentaram R$902 milhões ou 14,8%, de R$6.095 milhões em 2010 para R$6.997 milhões em 2011. Os impostos sobre as receitas incluem: (i) VAT, à alíquota média de 21% sobre a venda de energia elétrica a

consumidores finais e VAT sobre os consumidores em conexão com os ativos regulatórios diferidos; (ii) COFINS, à alíquota de 7,6%; e (iii) PASEP, à alíquota de 1,7%. Veja Nota Explicativa 24 às demonstrações financeiras consolidadas.

Custos e Despesas Operacionais

Os custos e as despesas operacionais aumentaram R$1.214 milhões, ou 12.2%, de R$10.231 milhões em 2010 para R$11.445 milhões em 2011. Esse aumento resultou principalmente da energia elétrica comprada para revenda, que aumentou R$556 milhões, ou 14,9%, de R$3.722 milhões em 2010 para R$4.278 milhões em 2011. Para mais informações, veja Nota Explicativa 25 às nossas Demonstrações Financeiras Consolidadas.

	2011	**% das receitas operacionais líquidas**	**2010**	**% das receitas operacionais líquidas**	**2011 em relação a 2010 - %**
	(em milhões de R$)		(em milhões de R$)		
Energia comprada para revenda	(4.278)	(27,2)	(3.722)	(27,0)	14,9
Encargos para uso das instalações de transmissão da rede básica	(830)	(5,3)	(729)	(5,3)	13,9
Depreciação e amortização..................	(983)	(6,2)	(927)	(6,7)	6,0
Pessoal..	(1.249)	(7,9)	(1.212)	(8,8)	3,1
Participação de funcionários e administradores nos lucros	(221)	(1,4)	(325)	(2,4)	(32,0)
Serviços terceirizados..........................	(1.031)	(6,5)	(923)	(6,7)	11,7
Benefícios pós-aposentadoria...............	(124)	(0,8)	(107)	(0,8)	15,9
Materiais...	(98)	(0,6)	(134)	(1,0)	(26,9)
Royalties pelo uso de recursos hídricos	(154)	(1,0)	(140)	(1,0)	10,0
Provisões para perdas operacionais	(257)	(1,6)	(138)	(1,0)	86,2
Gás adquirido para revenda	(329)	(2,1)	(225)	(1,6)	46,2
Custos de construção	(1.529)	(9,7)	(1.328)	(9,6)	15,1
Outras despesas operacionais, líquidas	(362)	(2,3)	(321)	(2,3)	12,8
Total de custos e despesas operacionais	(11.445)	(72,7)	(10.231)	(74,2)	11,9

A energia elétrica comprada para revenda inclui principalmente as compras da Itaipu por meio da Eletrobrás e de licitações competitivas. De acordo com as normas aplicáveis, devemos comprar parte da capacidade de Itaipu a preços denominados em dólares dos Estados Unidos. Também compramos energia elétrica da CCEE e por meio de contratos bilaterais. A eletricidade comprada para revenda aumentou R$556 milhões, ou 14,94%, de R$3.722 milhões em 2010 para R$4.278 milhões em 2011. O aumento nos custos resultou principalmente da maior atividade comercial de energia pela Geração e Transmissão da Cemig e do aumento de nossa participação na Light em 2011, resultando na consolidação de uma maior parte desse custo e nossas demonstrações financeiras. Esse é um custo não controlável, e a diferença entre os montantes usados como referência para cálculo das tarifas e os custos efetivamente incorridos é compensada no próximo ajuste de tarifa. Para um detalhamento dessa despesa, veja Nota Explicativa 25 às nossas demonstrações financeiras consolidadas.

Encargos relativos à utilização das instalações de transmissão da rede básica correspondem principalmente ao custo de transporte de energia elétrica na rede de transmissão básica brasileira dividido entre as distribuidoras brasileiras. Os encargos para utilização da rede de transmissão básica, que são definidos pela Aneel, cresceram R$101 milhões, ou 13,9%, de R$729 milhões em 2010 para R$830 milhões em 2011. Esses encargos, definidos por resolução da ANEEL, são pagos por distribuidoras e geradoras de eletricidade pelo uso da infraestrutura que são componentes da rede nacional. Este é um custo não controlável, e a diferença entre os montantes usados como referência para o cálculo das tarifas e os custos atualmente incorridos será compensada no próximo reajuste de tarifas.

As despesas com depreciação e amortização cresceram R$56 milhões, ou 6,0%, de R$896 milhões em 2010 para R$927 milhões em 2011. Esse resultado deveu-se principalmente ao aumento em nossos ativos, por conta de maiores investimentos em nossos programas de distribuição em 2011.

As despesas com pessoal aumentaram R$37 milhões, ou 3.1%, de R$1.212 milhões em 2012 para R$1.249 milhões em 2011. Esse aumento deveu-se pelo crescimento da média salarial de 7% e 8.2% acordada em novembro de 2011,em novembro de 2011, nas negociações para o Acordo Coletivo de Trabalho anual para 2011-12, sendo parcialmente compensado pela redução do nosso número total de empregados 2010-2011.

A participação de empregados e gerentes nos lucros diminuiu R$104 milhões, ou 32,0%, passando de R$325 milhões em 2010 para R$221 milhões em 2011. Esta redução resulta principalmente de um acordo coletivo celebrado entre a Cemig e os sindicatos trabalhistas em novembro de 2010 e 2011. Em 2010, também reconheceu um montante adicional de R$30 milhões referentes ao acordo coletivo de 2009.

Serviços de terceiros aumentaram R$108 milhões, ou 11,7%, passando de R$923 milhões em 2010 para R$1.031 milhões em 2011. Isto é principalmente devido à maior quantidade de custos relacionados a serviços de comunicação, leitura de medidores e entrega de contas de energia elétrica e serviços de consultoria e reajustes nos contratos com os fornecedores. Os aumentos foram principalmente devido aos reajustes nos contratos com nossos fornecedores. Para um detalhamento das disposições, veja a Nota Explicativa 25 às nossas demonstrações financeiras consolidadas.

As despesas com benefícios pós-aposentadoria aumentaram R$17 milhões, ou 15,9%, passando de R$107 milhões em 2010 para R$124 milhões em 2011. Esses gastos representam principalmente nossas obrigações atuariais relacionadas à apropriação líquida de juros em 2011. O aumento em 2011 deve-se principalmente ao aumento da nossa participação na Light em 2011, resultando na consolidação de uma maior porção deste custo em nossas demonstrações financeiras. Para mais informações, veja a Nota Explicativa 21 às nossas demonstrações financeiras consolidadas.

As provisões para prejuízos operacionais cresceram R$119 milhões, ou 86,2%, passando de R$138 milhões em 2010 para R$257 milhões em 2011. Os componentes desse aumento foram os seguintes:

- aumento de R$58 milhões, ou 55,2%, na provisão para devedores duvidosos, de R$105 milhões em 2010 para R$163 milhões em 2011. Isto se deve principalmente às reavaliações dos parcelamentos feitos para a cobrança de dívidas de muitos consumidores;

- a constituição de uma provisão para recursos administrativos interpostos pela Aneel, de R$4 milhões em 2011, comparada a uma provisão para reversão de R$47 milhões em 2010 devido a um processo encerrado pela Aneel relacionado aos subsídios para baixa renda que terminaram em dezembro de 2010;

- a constituição de uma provisão para contingências judiciais no montante de R$48 milhões em 2011, comparada a uma reversão de R$54 milhões em 2010, com base no parecer dos nossos advogados;

- ações civis parcialmente compensadas por tarifas que diminuíram R$130 milhões, passando de R$139 milhões registrados em 2010 para R$9 milhões em 2011. O montante registrado em 2010 foi resultado de um importante acordo celebrado para extinguir uma ação na justiça com respeito ao aumento na tarifa para o consumidor industrial relacionado à Portaria da DNAEE nº 045/86.

O gás comprado para revenda cresceu R$104 milhões, ou 46,2%, passando de R$225 milhões em 2010 para R$329 milhões em 2011. Esse é o resultado da maior quantidade de gás comprado pela GASMIG em 2011 para atender seus clientes industriais.

Em consequência dos fatores acima, tivemos um lucro operacional antes de despesas financeiras de R$4.303 em 2011 comparada a um lucro operacional antes de despesas financeiras de R$3.559 em 2010.

Despesas Financeiras Líquidas

Nossas despesas financeiras líquidas incluem (i) receita financeira, composta principalmente de reajustes nas taxas de juros e reajustes monetários de nossas contas a receber do Governo, lucro sobre os investimentos auferidos, encargos posteriores sobre contas de energia elétrica vencidas e ganhos cambiais e (ii) despesas financeiras, compostas principalmente de despesas com juros sobre os empréstimos e financiamentos, prejuízos cambiais, prejuízos de correção monetária, encargos e ajustes pela inflação nas obrigações pós-aposentadoria pagas a fundos de pensão e outras despesas.

As despesas financeiras líquidas aumentaram R$217 milhões, ou 28,8%, passando de R$753 milhões em 2010 para R$970 milhões em 2011. Os principais fatores que impactaram as nossas despesas financeiras líquidas em 2011 foram:

- Despesas de empréstimos e financiamentos: aumento de R$235 milhões, ou 21,8%, passando de R$1.076 milhões em 2010 para R$1.311 milhões em 2011. Esse aumento deveu-se principalmente a uma maior variação na taxa CDI, o índice principal dos nossos empréstimos e contratos de financiamento, refletindo o crescimento na taxa SELIC no primeiro semestre de 2011.
- Despesa de variação monetária de obrigações pós-emprego: aumento de R$21 milhões, ou 14,8%, passando de R$142 milhões em 2010 para R$163 milhões em 2011. Esse aumento deveu-se principalmente à maior variação do IPCA, ao qual está indexado o contrato entre a Cemig e a Forluz.
- Variação monetária sobre o adiantamentos para futuro aumento de capital no montante de R$66 milhões, devido ao reajuste no saldo reembolsado ao Governo do Estado.

As despesas financeiras líquidas foram parcialmente compensadas por aumentos na receita financeira:

- Variação monetária sobre créditos fiscais de um depósito judicial no valor de R$68 milhões baseado em um resultado judicial em 2011 favorável a CEMIG a qual determinou que certos impostos de transmissão causa mortis e doação (ITCD)fossem reembolsados.
- Receita de variações monetárias sobre o Finsocial arrecadado no período entre 1989 e 1991 no montante de R$67 milhões devido a decisão judicial favorável. Isto resultou de uma decisão judicial que determinou que não haveria fundamentação legal que exigisse o pagamento pela companhia de suas obrigações fiscais federais com base nos aumentos da taxa de imposto estabelecidos no código tributário vigente durante o período acima referido. Este montante foi atualizado pelos juros percebidos durante o fim do ano.

Para uma discriminação das receitas e despesas financeiras, veja a Nota Explicativa 26 às nossas demonstrações financeiras consolidadas.

Despesas de Imposto de renda

O imposto de renda representou uma despesa de R$918 milhões sobre o lucro de tributação antecipada de R$3.333 milhões em 2011, ou 27.5%, comparado à despesa de R$548 milhões sobre o lucro de tributação antecipada de R$2.806 milhões em 2010, ou 19,5%. Reconhecemos créditos fiscais em 2011 e 2010 no montante de R$120 milhões e R$281 milhões, respectivamente. Esses créditos fiscais não foram reconhecidos em nossas demonstrações financeiras devido a incertezas referentes à sua realização e foram registrados com base em uma projeção de lucros que indicaram a realização desses créditos. As alíquotas efetivas de impostos são reconciliadas com as taxas nominais na nota explicativa 10 às demonstrações financeiras consolidadas.

Lucro Líquido

Como resultado do acima mencionado, registramos lucro líquido de R$2.415 milhões em 2011 comparado ao lucro líquido de R$2.258 milhões em 2010.

Liquidez e Recursos de Capital

Nosso negócio é de capital intensivo. Historicamente, temos necessidade de capital para financiamento da construção de novas instalações de geração e da expansão e modernização das instalações de geração, transmissão e distribuição existentes. Nossas exigências de liquidez também são afetadas por nossa política de dividendos. Veja a seção "Item 8. Informações Financeiras - Política e Pagamentos de Dividendos". Financiamos nossa liquidez e necessidades de capital principalmente com caixa gerado por operações e, em menor escala, com fundos provenientes de financiamento. Acreditamos que nossas atuais reservas de caixa, geradas por operações e recursos previstos provenientes de financiamentos, serão suficientes durante os próximos 12 meses para atender nossas necessidades de liquidez.

Caixa e Equivalentes a Caixa

O caixa e equivalentes a caixa em 31 de dezembro de 2012 totalizaram R$2.486 milhões, em comparação com R$2.862 milhões em 31 de dezembro de 2011, e R$2.980 milhões em 31 de dezembro de 2010. Em 31 de dezembro de 2012, nem o nosso caixa, nem nossos equivalentes a caixa foram mantidos em outras moedas que não o real. As razões para esta redução são apresentadas abaixo.

Fluxo de Caixa Proveniente de Atividades Operacionais

O caixa líquido gerado por atividades operacionais em 2012, 2011 e 2010 totalizou R$3.114 milhões, R$3.898 milhões e R$3.376 milhões, respectivamente. A redução do caixa gerado por atividades operacionais em 2012 em comparação com 2011 deveu-se principalmente à produção máxima para pagamento de energia comprada. O aumento do caixa gerado por atividades operacionais em 2011 em comparação com 2010 deveu-se, principalmente, ao aumento do lucro líquido em 2011 em comparação

com 2010, ajustado para os itens que não afetem caixa e equivalentes a caixa.

Fluxo de Caixa Utilizado em Atividades de Investimento

O caixa líquido usado nas atividades de investimento em 2012, 2011 e 2010 totalizou, respectivamente, R$2.100 milhões, R$4.017 milhões e R$4.444 milhões. A redução no caixa utilizado em atividades de investimento em 2012 comparado com 2011 se deveu principalmente a caixa líquido recebido sobre o resgate antecipado da Conta CRC, totalizando R$1.498 milhões e a diluição das subsidiárias controladas em conjunto, totalizando R$668 milhões.

A redução no caixa utilizado em atividades de investimento em 2011 comparado com 2010 se deveu principalmente a maiores investimentos em ativos de transmissão de energia no exercício anterior, com investimentos realizados em 2011 concentrados em áreas de distribuição, como a Light, no montante de R$0,4 bilhão e relacionados à aquisição de ativos de transmissão do Grupo Abengoa, no montante de R$0,7 bilhão.

Fluxo de Caixa Utilizado em Atividades Financeiras

O caixa utilizado em atividades financeiras durante 2012 foi de R$1.391 milhões, composto da amortização de R$6.838 milhões em financiamentos denominados em reais e em moeda estrangeira e do pagamento de R$1.748 milhões em dividendos e juros sobre o capital, compensado pelos recursos de financiamentos no valor de R$7.195 milhões.

O caixa líquido proveniente de atividades de financiamento durante 2011 foi de R$1 milhão, composto pela amortização de R$2.218 milhões de financiamentos denominados em real e em moedas estrangeiras e o pagamento de R$2.036 milhões em dividendos e juros sobre o capital próprio, compensado pelos recursos de financiamentos no montante de R$4.355 milhões.

O fluxo de caixa utilizado em atividades de financiamento durante 2010 totalizou R$377 milhões, e foi composto por recursos de financiamento no valor de R$4.255 milhões, compensado pela amortização de R$4.775 milhões de financiamentos denominados em real e em moedas estrangeiras e o pagamento de R$1.829 milhões em dividendos e juros sobre o capital próprio.

Endividamento

Nosso endividamento proveniente de empréstimos, financiamentos e debêntures em 31 de dezembro de 2012 totalizou R$16.170,3 milhões, incluindo R$7.106 milhões de dívida classificada como passivo não circulante e R$9.064 milhões da dívida de classificada como passivo circulante. Tal montante é comparável ao nosso endividamento proveniente de empréstimos, financiamentos e debêntures, em 31 de dezembro de 2011, de R$15.779 milhões, incluindo R$7.958 milhões de dívida de longo prazo e R$7.821 milhões da parcela atual da dívida de longo prazo. De nossa dívida de longo prazo (incluindo a parcela circulante), em 31 de dezembro de 2012, R$528,0 milhões estavam denominados em moedas estrangeiras (dos quais R$481,2 milhões em dólares dos Estados Unidos) e R$15.642,3 milhões estavam denominados em reais. Veja Nota Explicativa 19 às nossas demonstrações financeiras consolidadas.

Nossos principais contratos financeiros, em base consolidada, em 31 de dezembro de 2012, são apresentados na tabela a seguir: (valores em milhares de reais):

Moeda Estrangeira				**Saldo Devedor em 31 de dezembro de 2012**
BID (1)	2022	Libor + Spread 1,7 a 2,2	US$	84
BID (1)	2023	Libor + Spread 1,5 a 1,88	US$	143
Citibank	2018	2,46	US$	119
Outros	2013-2019	Diversos	Diversos	182
Total da Dívida em Moeda Estrangeira				528
Moeda Brasileira				
Banco do Brasil	2017	108,33 do CDI	R$	206
Banco do Brasil	2012	109,80% do CDI	R$	447
Banco do Brasil	2013	104,08 do CDI	R$	664
Banco do Brasil	2013	105,00 do CDI	R$	1,083
Banco do Brasil	2013	107,60 do CDI	R$	133
Banco do Brasil	2014	104,10% do CDI	R$	1,114
Banco do Brasil	2013	10.83	R$	793
Banco do Brasil	2014	98,5% do CDI	R$	476
Banco Itaú BBA / Votorantim	2013-2014	CDI + 1,70	R$	107

BNDES	2026	TJLP + 2,34	R$	104
Bradesco	2013	102.5/103,00% do CDI	R$	601
Debêntures (2)	2014	IGP-M + 10,50	R$	401
Debêntures (2)	2017	IPCA+7,96	R$	530
Debêntures	2015	IPCA+7,68	R$	1,445
Debêntures	2017	CDI+0,90	R$	518
Debêntures	2022	IPCA+6,20	R$	739
Debêntures	2019	IPCA+6,00	R$	220
Debêntures Privadas (BNDESPAR)	2016	TJLP + 3,12	R$	113
Eletrobrás	2023	UFIR + 6,00 a 8,00%	R$	390
Debêntures VII (3)	2016	CDI + 1,35	R$	214
Debêntures VIII (3)	2026	CDI + 1,18	R$	153
Debêntures LIGHT ENERGIA II (4) (5)	2019	CDI + 1,18	R$	142
CCB Bradesco (3)	2017	CDI + 0,85	R$	124
BNDES – Finem (3)	2019	TJLP	R$	406
Debêntures (5)	2016	CDI + 1,30%	R$	296
BNDES (6)	2033	TJLP + 2,40	R$	379
Debêntures (6)	2013	IPCA índice de inflação	R$	160
BNDES – Repasse (6)	2033	TJLP	R$	391C
CEF (7)	2021-2022	TJLP + 3,50	R$	202
BNDES (1)	2019	Diversos	R$	231
Debêntures (1)	2017	Diversos	R$	1,954
Outros	2013-2025	Diversos	R$	907
Total da Dívida em moeda Brasileira				15,642
Total Geral Consolidado do Saldo Devedor				16,170

---
(1) Empréstimo contraído para a subsidiária controlada em conjunto Taesa;
(2) Empréstimo contraído para a subsidiária controlada em conjunto Hidrelétrica Pipoca S.A.;
(3) Empréstimo contraído para a subsidiária controlada em conjunto ECTE;
(4) Empréstimos, financiamentos e debêntures da Light;
(5) Empréstimo contraído para a subsidiária controlada em conjunto Taesa;
(6) Empréstimo e financiamento da Gasmig;
(7) Empréstimo contraído pelas subsidiárias controladas em conjunto ENTE, EATE e ETEP;
(8) Empréstimo contraído pela subsidiária controlada em conjunto Taesa.

Em 2013, celebramos os seguintes contratos financeiros e fizemos as seguintes emissões:

Em 1º de fevereiro de 2013, a CEMIG celebrou um contrato de empréstimo com o Banco do Brasil no valor de R$200 milhões para compra de energia. O vencimento é de 720 dias, com juros a 99,5% do CDI ao ano.

Em 15 de fevereiro de 2013, a Cemig Distribuição fez sua terceira emissão de debêntures no mercado brasileiro no valor total de R$2,16 bilhões, com taxa de juros de: (i) CDI mais 0,69% ao ano para as debêntures com vencimento em 5 anos; (ii) IPCA mais 4,70% ao ano para as debêntures com vencimento em 8 anos; e (iii) IPCA mais 5,10% ao ano para as debêntures com vencimento em 12 anos. Os recursos foram utilizados para resgatar a quinta e a sexta emissões de notas promissórias comerciais bem como para investir na infraestrutura de distribuição. As debêntures foram garantidas pela CEMIG.

Em 2012, celebramos os seguintes contratos financeiros e fizemos as seguintes emissões:

Em 21 de dezembro de 2012, a CEMIG celebrou um contrato de empréstimo com o Banco do Brasil no valor de R$1.088 milhões. Os recursos desse empréstimo foram utilizados para resgatar a quarta emissão de *commercial papers* da CEMIG. A data de vencimento era 19 de fevereiro de 2013, a qual foi prorrogada para 20 de abril de 2013. O empréstimo aufere juros de 105% do CDI ao ano. O saldo devedor em 31 de dezembro de 2012 era R$1.083,2 milhões. O empréstimo foi amortizado em 28 de fevereiro de 2013.

Em 28 de maio de 2012, a CEMIG Distribuição celebrou um contrato de empréstimo com o Banco do Brasil no valor de R$200 milhões, cujos recursos foram empregados para rolar a dívida existente. O empréstimo será pago em parcelas com

vencimento em maio de 2015, maio de 2016 e maio de 2017, à taxa de juros de 108,33% do CDI ao ano. Esse empréstimo é garantido pela CEMIG. O saldo devedor em 31 de dezembro de 2012 era de R$206,2 milhões.

Em 2 de julho de 2012, a Cemig Distribuição fez sua quinta emissão de notas promissórias comerciais no mercado brasileiro, no valor total de R$640,0 milhões, à taxa de juros de 104,08% do CDI ao ano, com vencimento em 27 de junho de 2013. Os recursos foram utilizados para necessidades de investimento, pagamento de dívidas existentes e capital de giro. As notas promissórias comerciais foram garantidas pela CEMIG. O saldo devedor em 31 de dezembro de 2012 era de R$664,1 milhões.

Em 21 de dezembro de 2012, a Cemig Distribuição fez sua sexta emissão de notas promissórias comerciais no mercado brasileiro, no valor total de R$600,0 milhões, com taxa de juros de 102,5% do CDI ao ano para os primeiros 120 dias e taxa de juros de 103% do CDI ao ano a partir de então, com vencimento em 19 de junho de 2013. Os recursos foram empregados para a recomposição do caixa utilizado para investimentos feitos ao longo do ano e para o pagamento da dívida ao longo do ano. As notas promissórias comerciais foram garantidas pela CEMIG. O saldo devedor em 31 de dezembro de 2012 era de R$600,8 milhões.

Em 13 de janeiro de 2012, a Cemig Geração e Transmissão fez sua quarta emissão de notas promissórias no mercado brasileiro, no valor total de R$1 bilhão, com juros equivalentes a (i) 103% do CDI ao ano, até o 60º dia a contar da data de emissão; (ii) 104% do CDI ao ano, do 61º até o 120º dia a contar da data de emissão, e (iii) 105% da taxa do CDI ao ano, do 121º até o 180º dia a contar da data de emissão, com vencimento em 11 de julho de 2012. Os recursos foram utilizados para resgatar parcialmente a primeira tranche da segunda emissão das debêntures da Cemig Geração e Distribuição. Estas notas promissórias foram totalmente pagas em 31 de março de 2012, com os recursos da terceira emissão de debêntures.

Em 15 de fevereiro de 2012, a Cemig Geração e Transmissão fez sua terceira emissão de debêntures no mercado brasileiro, no valor total de R$1,35 bilhão, com uma taxa de juros equivalente a: (i) CDI mais 0,90% ao ano, para as debêntures com vencimento em 5 anos; (ii) IPCA mais 6,00% ao ano, para as debêntures com vencimento em 7 anos, e (iii) IPCA mais 6,20% ao ano, para as debêntures com vencimento em 10 anos. Os recursos foram utilizados para resgatar a quarta emissão de notas promissórias comerciais . As debêntures foram garantidas pela CEMIG. O saldo devedor em 31 de dezembro de 2012 era de R$1.476,5 milhões.

Em 24 de outubro de 2012, a Cemig Geração e Distribuição fez alterações nos empréstimos existentes com o Banco do Brasil, adiando o vencimento desses empréstimos. Alguns empréstimos, contraídos em 2006, com vencimento final após 2012, no valor de R$300 milhões, foram aditados postergando a parcela de 2012 para 2013, mantendo a mesma taxa de juros de 104,1% do CDI ao ano. Outros empréstimos contraídos em 2009, no valor de R$442 milhões, com vencimento final em 2012, tiveram seu vencimento prorrogado para 2015, 2016 e 2017, com nova taxa de juros, a contar da data da alteração, de 108% do CDI ao ano. Os empréstimos continuaram sendo garantidos pela CEMIG. O saldo devedor desses empréstimos em 31 de dezembro de 2012 foi de R$1.358,7 milhões.

Em 2011, assinamos os seguintes contratos financeiros e realizamos as seguintes emissões:

Em 20 de abril de 2011, a Cemig Distribuição obteve R$410 milhões do Banco do Brasil, com vencimento em abril de 2013 e abril de 2014 e com taxa de juros equivalente a 98,5% do CDI ao ano. O saldo devedor era de R$475,9 milhões em 31 de dezembro de 2012.

Em 28 de dezembro de 2011, a Cemig Distribuição fez sua quarta emissão de notas promissórias comerciais no mercado brasileiro, no valor total de R$100,00 milhões, com taxa de juros equivalente a 106% do CDI ao ano, com vencimento em 22 de dezembro de 2012. Os recursos foram destinados para capital de giro. As notas promissórias comerciais foram pagos integralmente em 22 de dezembro de 2012.

Em 28 de dezembro de 2011, a CEMIG fez sua quarta emissão de notas promissórias comerciais no mercado brasileiro, no valor total de R$1,00 bilhão, com taxa de juros equivalente a 106% do CDI ao ano, com vencimento em 22 de dezembro de 2012. As notas promissórias comerciais foram pagas integralmente em 22 de dezembro de 2012.

Em 2010, celebramos os seguintes contratos financeiros e efetuamos as seguintes emissões:

Em 10 de março de 2010, a Cemig Geração e Transmissão emitiu 270.000 debêntures não conversíveis, nominativas, escriturais, sem garantias, em duas séries, compreendendo 156.600 Debêntures da Primeira Série e de 113.400 Debêntures da Segunda Série, da Segunda Emissão do Emissor, no valor total de R$2,7 bilhões. Os recursos foram utilizados para amortizar o saldo devedor da 3ª emissão de notas promissórias comerciais da Cemig Geração e Transmissão. As Debêntures da Primeira Série, com saldo devedor de R$1.755 milhões em 31 de dezembro de 2011, acumularam juros à variação acumulada da taxa média diária do DI - Depósito Interbancário, acrescidas de um spread de 0,90% ao ano. As Debêntures da Segunda Série, com saldo devedor de R$1.444,6 milhões em 31 de dezembro de 2012, foram reajustadas a partir da Data de Emissão, pela variação do IPCA e acumularam juros correspondentes a 7,6796 % ao ano. Essas debêntures são garantidas pela CEMIG.

Em 27 de maio de 2010, a Cemig Distribuição captou R$600 milhões de recursos do Banco do Brasil, com vencimento em maio de 2013. O saldo devedor em 31 de dezembro de 2012 era de R$793,2 milhões.

No último trimestre de 2010, a Cemig Geração e Transmissão e a Cemig Distribuição, aditaram diversos contratos de empréstimo celebrados com o Banco do Brasil S.A., a fim de (i) postergar a data de vencimento das parcelas a pagar em 2010, no valor total de R$242,1 milhões com relação à Cemig Geração e Transmissão e R$48,9 milhões com relação à Cemig Distribuição, e (ii) alterar a taxa de juros de 110,0% do CDI por ano para 109,8% do CDI por ano. A CEMIG é garantidora desses empréstimos e o total do saldo devedor desses contratos em 31 de dezembro de 2012 era de R$447,2 milhões (no caso da Cemig Geração e Transmissão). Os contratos assinados com a Cemig Distribuição foram pagos integralmente no último trimestre de 2012.

Em 23 de dezembro de 2010, a CEMIG realizou sua terceira emissão de notas promissórias comerciais no mercado brasileiro, no valor total de R$350,0 milhões, com taxa de juros de 105,5% do CDI por ano, com vencimento em 18 de dezembro de 2011. As notas promissórias comerciais foram pagas antecipadamente em 4 de agosto de 2011.

Estamos sujeitos a cláusulas financeiras contidas em alguns de nossos contratos de dívidas que nos obrigam a manter certos índices financeiros. Esses índices são calculados com base em nossas demonstrações financeiras elaboradas em conformidade com as práticas contábeis adotadas no Brasil. Essas e outras cláusulas podem limitar nossa capacidade de sustentar nossa liquidez e exigência de capital. Em 31 de dezembro de 2012, descumprimos com os determinados índices contidos em nos contratos financeiros entre a Cemig Distribuição e o Banco Santander (originalmente ABN Amro Bank). Os índices foram os seguintes:

Cemig D

- Dívida/LAJIDA era 3,68x, quando deveria ser menor ou igual a 2,5x

Cemig (como garantidora)

- Dívida/LAJIDA era 2,7x, quando deveria ser menor ou igual a 2,5x

Cemig D and Cemig obtiveram um waiver do Banco Santander no dia 18 de Dezembro de 2012.

Em 31 de dezembro de 2012, estávamos descumprindo os seguintes índices contidos nos contratos financeiros entre a Cemig Distribuição e o Banco Itaú BBA:

Cemig D

- Dívida/LAJIDA era 4,58x, quando deveria ser igual ou menor a 3,36x
- Dívida/(Patrimônio Líquido+Dívida) era 65,2%, quando deveria ser menor ou igual a 62%
- Dívida de curto prazo/LAJIDA era 266,1%, quando deveria ser menor ou igual a 200%
- Investimentos/LAJIDA era 120,2%, quando deveria ser menor ou igual a 96%

Para estes índices a empresa obteve a renúncia do Banco Itaú BBA em 18 de Dezembro de 2012, considerando valores preliminares e alguns dos índices reais não foram compatíveis com as renúncias obtidas. Como uma nova renúncia não foi concedida antes de 31 de dezembro de 2012, não apenas o empréstimo, mas também outras dívidas com inadimplemento cruzado (*cross default*) tiveram de ser reconhecidas como passivo circulante, já que contratos cujos termos não foram cumpridos, são classificados como passivo circulante. O montante transferido ao passivo circulante como resultado do descumprimento das cláusulas foi de R$1.206 milhões, incluindo empréstimos com cláusulas de *cross default*. Esperamos obter a renúncia até maio de 2013.

Veja a seção “Item 13. Inadimplência, Dividendos em Atraso e Mora”.

Dada a atual porção de nossos financiamentos no montante de R$5.913 milhões devidos em 2013 (não considerando o efeito da transferência de R$1.206 citada acima), nós necessitamos de recursos no curto prazo para pagar e refinanciar essas obrigações.

Na qualidade de companhia estatal, estamos sujeitos a restrições nos termos das atuais leis e regulamentos de financiamento vigentes no Brasil com relação à nossa capacidade de obtenção de financiamento em determinadas situações. Por exemplo, precisamos obter aprovação do Ministério da Fazenda e do Banco Central antes de realizar certas transações financeiras internacionais, sendo tal aprovação geralmente concedida apenas se o propósito da transação for financiar a importação de bens ou rolar nossa dívida externa. Ademais, as instituições financeiras no Brasil estão sujeitas às restrições de exposição a risco relacionado aos governos estaduais, órgãos governamentais e estatais como nossa companhia. Essas restrições não têm impedido a obtenção de financiamento, embora não haja garantias de que nossa capacidade de obter financiamento não será prejudicada no futuro. Veja a seção “Item 3. Informações Relevantes – Fatores de Risco – Riscos Relativos à CEMIG – Estamos sujeitos a regras e limites aplicados a níveis de endividamento do setor público e a restrições sobre o uso de certos recursos que captamos, o que poderá nos impedir de obter financiamentos”.

As recentes mudanças na regulamentação do setor de energia, especialmente aquelas introduzidas para a geração e transmissão de negócios pela Lei n º 12.783, e revisão tarifária da Cemig Distribuição (realizada em abril de 2013) têm exigido planejamento de orçamento mais preciso. A partir da data deste relatório, nosso Plano de Investimentos e de Despesas de Capital para 2013 ainda não tinha sido aprovada por nós. Em 2012, cobrimos nossos gastos de capital e investimentos em aquisições e atendemos nossas necessidades de liquidez por meio de uma combinação de fluxo de caixa proveniente de operações e financiamentos. Em 2013, esperamos financiar os recursos necessários para os investimentos em aquisições propostos e atenderemos nossas demais necessidades de liquidez por meio de uma combinação de fluxo de caixa proveniente de operações e financiamentos. Como nos valemos principalmente de caixa gerado por operações para prover recursos à nossa liquidez e necessidades de capital, fatores que acarretam o aumento ou a diminuição de nossas receitas e lucro líquido podem ter efeito correspondente sobre o acesso de nossa companhia a fontes de liquidez.

Em longo prazo, prevemos que será necessário efetuar significativos gastos de capital com relação à manutenção e atualização de nossas instalações de geração, transmissão e distribuição, e esperamos empregar várias de fontes de liquidez, como o fluxo de caixa proveniente de operações e financiamentos, com relação a tais necessidades. Veja a seção “Item 3. Informações Relevantes – Fatores de Risco” para uma explanação acerca de certas questões que podem afetar adversamente nossa posição de liquidez.

Pesquisa e Desenvolvimento

Dedicamo-nos a projetos que exploram avanços tecnológicos não apenas em sistemas de energia elétrica, mas em todos os campos relacionados à energia, tais como desenvolvimento de fontes de energia alternativas, controle ambiental e desempenho do sistema de energia e otimização da segurança.

Em 2012, nos investimos R$47 milhões em pesquisa e desenvolvimento e transferimos R$41 milhões para o Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (FNDCT), um fundo federal de incentivo à pesquisa e desenvolvimento, além de R$21 milhões para a Empresa de Pesquisa Energética (EPE), a companhia federal de planejamento energético. Em 2011, investimos R$37 milhões em projetos de pesquisa e desenvolvimento e transferimos R$32 milhões para o FNDCT e R$16 milhões para a EPE. Em 2010, investimos R$39 milhões em projetos de pesquisa. Além disso, R$34 milhões foram transferidos ao FNDCT e R$17 milhões à EPE. Nossos esforços de pesquisa e desenvolvimento atendem a Lei Federal nº 9991/2000, conforme alterada, que exige que as concessionárias de serviço público de energia elétrica brasileiras despendam pelo menos 1% de seu lucro líquido em projetos e programas de pesquisa e desenvolvimento e programas de eficiência energética (inclusive transferências para o FNDCT e EPE), e estão em conformidade com nosso planejamento estratégico.

Em conformidade com as instruções da Aneel, registramos uma obrigação em 2012 para despesas futuras em programas de pesquisa e desenvolvimento e programas de eficiência energética na quantia de R$174 milhões, relativamente aos valores que já haviam sido incluídos nas faturas cobradas de nossos consumidores.

Dedicamos parcela significativa de nossas atividades de pesquisa e desenvolvimento à evolução do emprego de fontes de energia renováveis, inclusive geração de energia eólica, solar e a partir de biomassa.

Tendências

Na qualidade de concessionária de serviço público, estamos sujeitos aos regulamentos editados pelo Governo Federal conforme descrito no “Item 4. Informações sobre a Companhia – O Setor Elétrico Brasileiro” Em vista disso, qualquer alteração da estrutura regulatória poderá nos afetar significativamente, seja no tocante a nossas receitas se a alteração for relativa a preços, seja no tocante a nossas despesas operacionais se a alteração for relativa a custos incorridos para prestar serviços a clientes.

Não prevemos qualquer alteração significativa de receitas no tocante às atividades de transmissão e distribuição uma vez que os regulamentos em vigor estão de acordo com os planos da administração do Governo Federal e foram recentemente modificados pela Lei nº 12.783.

No tocante à expansão, acreditamos que a extensão de serviços de eletricidade a todos os potenciais consumidores representa uma tendência significativa em nossa indústria. As concessionárias de energia elétrica ficam atualmente obrigadas a prestar serviços a todos os potenciais consumidores de acordo com cronograma estabelecido pela Aneel. Nos termos da Lei Federal nº 10.438, de 26 de abril de 2002, conforme alterada, e a resolução relevante da Aneel, o financiamento da extensão destes serviços de eletricidade veio da Conta de Desenvolvimento Energético, ou CDE, e da Reserva Global de Reversão, ou RGR.

Com relação à confiabilidade de suprimento de energia, a capacidade estrutural do sistema é adequada para o atendimento às necessidades do consumo de energia do mercado, e a expansão da capacidade de geração e transmissão de energia já em desenvolvimento vai atender às expectativas de crescimento do consumo de energia. As taxas de crescimento do consumo de energia nos últimos anos foram de 7,9%(2009/2010), 3,28%(2010/2011) e 4,19%(2011/2012). O governo brasileiro tem tido sucesso nos leilões de energia nova a partir de 2005, que viabilizam a construção de novos empreendimentos, tais como as usinas hidrelétricas de Santo Antônio (3.150,4 MW) e Jirau (3.750 MW)no rio Madeira, Belo Monte (11.233 MW) no rio Xingu, e Teles

Pires (1.820 MW) no rio Teles Pires, de acordo com as necessidades de compra de energia das empresas distribuidoras.

Compromissos

Em um dos contratos que regulam a parceria da Cemig Geração e Transmissão com o FIP Coliseu na aquisição das ações da Terna realizada pela Terna S.p.A, a Cemig Geração e Transmissão concedeu ao FIP Coliseu o direito de vender todas as suas ações da TAESA à Cemig Geração e Transmissão, no quinto ano após tornar-se acionista, mediante o pagamento dos montantes do capital investido líquido dos dividendos e dos benefícios recebidos pelo FIP Coliseu na aquisição da Terna, ajustado pela variação o IPCA +7% a.a.

Em um dos contratos que regulam a parceria da CEMIG com o FIP Redentor na aquisição de 100% das ações da Light indiretamente detidas por Enlighted e FIP PCP, a CEMIG concedeu ao FIP Redentor o direito de vender todas as suas ações da Parati para a CEMIG, no quinto ano após a aquisição, pelo FIP Redentor, de tais ações, por um preço igual ao valor do capital investido pelo FIP Redentor na aquisição dessas ações, ajustado conforme a variação do CDI mais 0,9% a.a. líquido de dividendos e benefícios recebidos pelo FIP Redentor.

Compromissos Contratuais

Nós temos compromissos e obrigações contratuais em aberto que incluem provisões para pagamento de principal de dívida, a obrigação de comprar energia elétrica para revenda de Itaipu, a obrigação de transferir e transportar energia elétrica de Itaipu, assim como compromissos de construção. A tabela abaixo apresenta informações sobre nossas obrigações e compromissos contratuais em milhares de reais, em 31 de dezembro de 2012:

	2013	2014	2015	2016	2017	2018 em diante	Total
Dívida de longo prazo (1)…………………………………	5.912.346	2.415.726	1.703.318	1.154.719	1.655.603	3.328.598	16.170.310
Compra de energia da Itaipu (2)………………………….	970.559	987.811	984.382	947.985	962.996	32.526.764	37.380.497
Transporte de energia da Itaipu (2)………………….…......	27.248	24.561	25.927	25.988	28.785	1.464.731	1.597.240
Dívida do plano de pensão – Forluz. ………………….....	51.227	54.301	57.559	61.012	64.673	526.098	814.870
Compra de eletricidade (3)...	2.248.795	2.102.150	2.210.399	2.325.517	2.422.252	63.180.091	74.489.204
Outras compras de energia (4)………………………….....	1.93.,805	1.976.670	1.666.778	1.572.917	2.030.629	41.265.737	50.444.536
Medida Provisória nº 579/2012	334.163	214.985	785.129	736.021	684.104	36.185.497	39.939.899
Total …………………………………………….....	11.476.143	7.776.204	7.433.492	6.824.159	7.849.042	178.477.516	219.836.556

(1) Na hipótese de descumprimento por nossa parte de certos compromissos contidos em nossos contratos de empréstimo, o valor principal total, juros futuros e quaisquer multas devidas nos termos desses contratos poderão se tornar imediatamente devidos e pagáveis. Veja a seção “Item 13. Inadimplência, Dividendos em Atraso e Mora”. Tais valores não incluem pagamento de juros sobre a dívida ou pagamentos de taxa de juros de contratos de *swap*. A Companhia espera pagar aproximadamente R$610 milhões em juros sobre dívidas em 2013. A Companhia não acredita que as projeções de pagamento de juros de contratos de *swap* seriam significativas. Até Março de 2013, a Companhia já havia efetuado R$3.446 milhões milhões em pagamentos de dívidas.
(2) Contrato com Furnas denominado em dólares dos Estados Unidos, para fornecer energia elétrica comprada de Itaipu até maio de 2013. Estes montantes foram calculados com base na taxa do dólar do dia 31 de dezembro de 2012.
(3) Inclui compras no mercado de curto prazo por meio de leilões.
(4) Compensação a ser recebida pela Companhia devido à antecipação do vencimento dos contratos das concessões de transmissão, em acordo com a MP 579 (Lei n° 12.783)
(4) Inclui compras no mercado de curto prazo por meio de contratos bilaterais.

Item 6. Conselheiros, Diretores e Empregados

Conselheiros e Diretores

A CEMIG é administrada por nosso Conselho de Administração, que possui 14 membros, cada qual com o respectivo suplente, e por nossa Diretoria, que é composta por 11 Diretores. Por ser nosso acionista majoritário, o Governo do Estado de Minas Gerais tem direito de eleger a maior parte dos membros de nosso Conselho de Administração. Todos os detentores de ações ordinárias da CEMIG têm direito de voto na eleição de membros de nosso Conselho de Administração. Nos termos da Lei Brasileira das Sociedades por Ações, qualquer acionista detentor de no mínimo 5% de nossas ações ordinárias em circulação poderá requerer a adoção de procedimento de voto múltiplo, que confere a cada ação número de votos igual ao número de membros a serem eleitos para o nosso Conselho de Administração, sendo reconhecido ao acionista o direito de cumular os votos num só candidato ou distribuí-los entre vários.

De acordo com a Lei Brasileira das Sociedades por Ações, os detentores de ações ordinárias representativas de no mínimo 10% de nosso capital social, bem como detentores de ações representativas de no mínimo 15% de nosso capital social (que não nosso acionista controlador) terão o direito de nomear um membro para o Conselho de Administração e seu respectivo suplente. Caso nenhum dos detentores de ações ordinárias ou ações preferenciais se enquadre nos limites mínimos mencionados

acima, os acionistas que representarem no total no mínimo 10% de nosso capital social poderão combinar suas participações para nomear um membro para o Conselho de Administração e seu respectivo suplente.

A CEMIG e suas subsidiárias integrais, Cemig Geração e Transmissão e Cemig Distribuição, têm o mesmo Conselho de Administração, Conselho Fiscal e Diretoria, exceto por, em relação às Diretorias das subsidiárias integrais, somente a Cemig Distribuição possui Diretoria de Distribuição e Comercialização e somente a Cemig Geração e Transmissão possui Diretoria de Geração e Transmissão.

Conselho de Administração

Nosso Conselho de Administração se reúne, normalmente, uma vez por mês e, extraordinariamente, quando convocado por seu Presidente, Vice-Presidente, um terço (1/3) de seus membros ou nossa Diretoria. Suas responsabilidades incluem, entre outros, a fixação da estratégia societária, orientação geral de nossos negócios e eleição, aprovação de diversas operações relevantes, e destituição e fiscalização de nossos Diretores.

Cada membro do Conselho de Administração, permanente ou suplente, é eleito em Assembleia Geral. Os suplentes substituem os respectivos conselheiros permanentes sempre que os referidos conselheiros permanentes se ausentarem temporariamente, ou no caso de vacância do Conselho de Administração, e ocuparão esse cargo até a nomeação de conselheiro permanente para preencher a vacância. Nenhum conselheiro de nosso Conselho de Administração ou suplente tem contrato de trabalho com nossa Companhia ou com qualquer subsidiária que preveja benefícios por ocasião da rescisão do contrato de trabalho.

Nos termos de nosso Estatuto Social, os membros de nosso Conselho de Administração são eleitos para mandatos únicos de dois anos, podendo ser reeleitos. Nosso Conselho de Administração é formado por até 14 membros permanentes, e seus respectivos suplentes, dos quais oito foram eleitos pelo Governo do Estado de Minas Gerais, cinco pela AGC Energia S.A. (“AGC Energia”), e um pelos acionistas preferenciais. O mandato dos atuais membros de nosso Conselho de Administração expiram na Assembleia Geral Ordinária a ser realizada em abril de 2014. Os nomes, os cargos e as datas da primeira nomeação de nossos conselheiros e respectivos suplentes são os seguintes:

Nome	Cargo	Data da Primeira Nomeação
Dorothea Fonseca Furquim Werneck	Presidente	20 de janeiro de 2011
Paulo Sérgio Machado Ribeiro	Suplente	25 de abril de 2008
Djalma Bastos de Morais	Vice-Presidente	14 de janeiro de 1999
Lauro Sérgio Vasconcelos David	Suplente	28 de abril de 2006
Arcângelo Eustáquio Torres Queiroz	Conselheiro	10 de dezembro de 2009
Franklin Moreira Gonçalves	Suplente	27 de fevereiro de 2003
Wando Pereira Borges	Conselheiro	18 de dezembro de 2012
Marco Antonio Rodrigues da Cunha	Suplente	27 de fevereiro de 2003
Joaquim Francisco de Castro Neto	Conselheiro	21 de dezembro de 2011
Adriano Magalhães Chaves	Suplente	10 de dezembro de 2009
Francelino Pereira dos Santos	Conselheiro	27 de fevereiro de 2003
Leonardo Maurício Colombini Lima	Suplente	12 de maio de 2011
Fuad Jorge Noman Filho	Conselheiro	29 de agosto de 2012
Luiz Augusto de Barros	Suplente	29 de agosto de 2012
João Camilo Penna	Conselheiro	25 de abril de 2008
Guilherme Horta Gonçalves Junior	Suplente	27 de fevereiro de 2003
Eduardo Borges de Andrade (1)	Conselheiro	4 de agosto de 2010
Tarcísio Augusto Carneiro (1)	Suplente	4 de agosto de 2010
Otávio Marques de Azevedo (1)	Conselheiro	4 de agosto de 2010
Bruno Magalhães Menicucci (1)	Suplente	21 de dezembro de 2011
Paulo Roberto Reckziegel Guedes (1)	Conselheiro	4 de agosto de 2010
Marina Rosenthal Rocha (1)	Suplente	18 de dezembro de 2012
Ricardo Coutinho de Sena (1)	Conselheiro	4 de agosto de 2010
Newton Brandão Ferraz Ramos (1)	Suplente	4 de agosto de 2010
Saulo Alves Pereira Junior (1)	Conselheiro	4 de agosto de 2010
José Augusto Gomes Campos (1)	Suplente	21 de dezembro de 2011
Guy Maria Villela Paschoal (2)	Conselheiro	25 de abril de 2008
Christiano Miguel Moysés (2)	Suplente	27 de abril de 2012

(1) Eleito pela AGC Energia.
(2) Eleito pelos acionistas preferenciais.

Segue abaixo um resumo das informações biográficas de cada membro do Conselho de Administração:

Arcângelo Eustáquio Torres Queiroz – O Sr. Queiroz graduou-se em História pelo Centro Universitário de Belo Horizonte – UNIBH. Desde 1988 trabalha no "Grupo Cemig", primeiramente nesta Empresa e, posteriormente na Cemig Distribuição, onde ocupa o cargo de Técnico Administrativo. De 2006 a 2010, foi membro titular do Comitê do Prosaúde da Forluminas de Seguridade Social – Forluz, fundo de pensão de algumas empresas do "Grupo Cemig". Atualmente, é Diretor do Sindicato Intermunicipal dos Trabalhadores na Indústria Energética de Minas Gerais e dos Trabalhadores na Indústria de Gás Combustível do Estado de Minas Gerais – SINDIELETRO/MG. O Sr. Queiroz participa do nosso Comitê de Carreira e Remuneração e, desde 2009, é membro efetivo do nosso Conselho de Administração, da Cemig D e Cemig GT.

Djalma Bastos de Morais **-** O Sr. Morais é formado em Engenharia pelo Instituto Militar de Engenharia, tendo concluído estudos de pós-graduação em telefonia e informática no mesmo instituto. De 1995 a 1998, foi Vice-Presidente da Petrobras Distribuidora S.A. e, de 1993 a 1994, atuou como Ministro das Comunicações do Brasil. Também ocupou vários outros cargos, como Diretor Presidente da Telecomunicações de Minas Gerais S.A. - Telemig; Gerente da Telecomunicações Brasileiras S.A. - Telebrás; Diretor de Operações da Telecomunicações de Mato Grosso - Telemat; Diretor de Operações da Telecomunicações do Amazonas - Telemazon; e, Gerente da Telefônica Municipal S.A. - Telemusa. O Sr. Morais é diretor e membro do Conselho de Administração de várias empresas do nosso "Grupo" e, desde 1999, é o nosso Diretor Presidente e o Vice-Presidente do nosso Conselho de Administração; bem como da Companhia de Gás de Minas Gerais-Gasmig e da Cemig Telecomunicações S.A.. Desde 2004, é Diretor Presidente e o Vice Presidente do Conselho de Administração da Cemig D e da Cemig GT. Desde 2006, é membro do Conselho de Administração da Light S.A. e da Light Serviços de Eletricidade S.A. e, desde 2009, Presidente do Conselho de Administração da Transmissora Aliança de Energia Elétrica S.A. – TAESA.

Dorothea Fonseca Furquim Werneck **–** A Sra. Werneck graduou-se em Economia, tendo concluído curso de Mestrado na Escola de Pós Graduação em Economia pela Fundação Getúlio Vargas do Rio de Janeiro e o Doutorado pela Boston College USA. Foi Ministra da Indústria, do Comércio e do Turismo de 1995 a 1996 e Ministra do Trabalho de 1989 a 1990. Ela foi Gerente Sênior da Agência de Promoção de Exportações – Apex entre 1990 e 1992, Secretária Executiva do Ministério da Fazenda em 1992, Secretária de Economia Nacional entre 1991 e 1992, Secretária de Planejamento Social e Econômico entre 1988 e 1989, Secretária de Emprego e Salários, entre 1985 e 1988, e membro da equipe técnica do IPEA entre 1975 e 2003. Entre outras funções, ela também foi diretora da Fundação Prêmio Nacional de Qualidade (em 1993/1994 e 1998/1999), e membro dos Conselhos da Funcex e da AEB, entre 1999 e 2005. Desde 2011 é titular da Secretaria de Desenvolvimento do Estado de Minas Gerais e Presidente do nosso Conselho de Administração e do Conselho de Administração da Cemig D e Cemig GT.

Eduardo Borges de Andrade **-** O Sr. Andrade é formado em Engenharia Civil pela Universidade Federal de Minas Gerais e completou seus estudos de pós-graduação em administração financeira pela Fundação Getúlio Vargas de São Paulo. Começou sua carreira na Construtora Andrade Gutierrez em 1961, onde ocupou diferentes cargos, como Diretor de Obras, Diretor de Operações e, entre 1978 e 2001, Diretor Presidente. Atualmente, o Sr. Andrade é membro efetivo dos Conselhos de Administração da Andrade Gutierrez S.A. e da Companhia de Concessões Rodoviárias S.A. – CCR e diretor da AGC Participações Ltda. É, também, membro do Conselho Curador da Fundação Dom Cabral. Desde 2010, o Sr. Andrade é membro efetivo do nosso Conselho de Administração e do Conselho de Administração da Cemig D e Cemig GT.

Francelino Pereira dos Santos **-** O Sr. Santos formou-se em direito na Universidade Federal de Minas Gerais. Foi senador por Minas Gerais, de 1995 a 2002 e governador de Minas Gerais de 1979 a 1983. Foi também deputado federal por quatro mandatos sucessivos de 1963 a 1979, e vereador da cidade de Belo Horizonte de 1951 a 1954. De 1961 a 1966, foi Chefe de Gabinete do Secretário do Estado de Minas Gerais de Assuntos Internos e da Justiça, Chefe do Departamento de Administração Geral do Estado de Minas Gerais e Conselheiro Chefe de Assuntos Municipais do Gabinete do Governador. De 1985 a 1990 foi Vice-Presidente da administração do Banco do Brasil S.A. e Diretor Presidente da Acesita, de 1983 a 1984. O Sr. Santos é membro da Academia Brasileira de Letras e também membro efetivo da Academia Nacional de Agricultura. Desde 2003, o Sr. Santos é membro efetivo do nosso Conselheiro de Administração e, desde 2004, é membro do Conselho de Administração da Cemig D e Cemig GT.

Fuad Jorge Noman Filho – O Sr. Noman Filho graduou-se em Economia pelo Centro de Ensino Unificado de Brasília (CEUB), concluiu também Pós-Graduação em Programação Econômica e Execução Orçamentária pela Universidade de Brasília. Foi secretário executivo adjunto e secretário de Haveres e Riscos da Secretaria do Tesouro Nacional, no Ministério da Fazenda. Também foi secretário executivo da Casa Civil da Presidência da República e consultor do Fundo Monetário Internacional - FMI. Foi, também, Secretário de Estado de Fazenda de Minas Gerais, entre 2003 e 2007, e, entre 2007 e 2010, Secretário de Estado de Transportes e Obras Públicas de Minas Gerais. Entre 2007 e 2011, foi membro do Conselho de Administração do Banco de Desenvolvimento de Minas Gerais (BDMG). Desde 2008, é membro do Conselho de Administração da Marcopolo S.A., que atua na fabricação de ônibus e desenvolvimento e implantação de soluções para o transporte público. Entre março de 2011 e agosto de 2012, foi Diretor-Presidente e membro do Conselho de Administração da Gasmig, e nosso Diretor de Negócios de Gás. Desde agosto de 2012, o Sr. Noman Filho ocupa o cargo de Secretário de Estado de Coordenação de Investimentos de Minas Gerais, bem como o de Secretário de Estado de Minas Gerais para Assuntos da Copa do Mundo.

Guy Maria Villela Paschoal **-** O Sr. Paschoal é formado em Engenharia Mecânica e Elétrica pela Universidade Federal de Minas Gerais e concluiu cursos de Direito do Setor Elétrico na Faculdade de Direito de Belo Horizonte e em Gestão para Executivos de Energia Elétrica, do Rensselaer Polytechnic Institute, em Troy, Nova York, EUA. Empregado de carreira, o Sr.

Paschoal ingressou na Empresa em 1984 e alcançou vários cargos incluindo, Diretor, Vice Presidente, Diretor Presidente e Presidente do Conselho de Administração. Atuou, também, como consultor e assessor da Diretoria Executiva da Eletrobras e como membro do Conselho de Administração da Itaipu Binacional. Como secretário-geral do Ministério de Minas e Energia, foi em várias ocasiões Ministro em Exercício de Minas e Energia. De 2003 a 2008, foi membro da Câmara de Infraestrutura da Federação das Indústrias de Minas Gerais (Fiemg). Trabalhou como consultor em Furnas Centrais Elétricas, em projetos de hidrelétricas no Rio Madeira. No mesmo período, trabalhou na Eletrobras como Consultor da Presidência e membro do Comitê Diretório da Utilização da Hidrelétrica de Belo Monte. No período de 2008/2012, foi o Presidente do Conselho e Diretor da Associação Brasileira de Distribuidoras de Energia Elétrica – ABRADEE. Desde 2008, é membro efetivo do nosso Conselheiro de Administração e do Conselho de Administração da Cemig D e Cemig GT. Atualmente, e membro do Conselho Consultivo da Memória da Eletricidade do Brasil (Rio de Janeiro) e do Conselho Superior da Fundação Felice Rosso (Hospital Felício Rocho).

João Camilo Penna - O Sr. Pena formou-se em engenharia em 1948 pela Universidade Federal de Minas Gerais. Exerceu o cargo de Secretário de Estado da Fazenda de Minas Gerais nos governos de Aureliano Chaves e Oznam Coelho de 1975 a 1979, Ministro do Comércio e da Indústria do Brasil no governo de Figueiredo de 1979 a 1984, e Presidente de Furnas Centrais Elétricas de 1985 a 1989. Durante esses mesmos períodos foi Secretário Administrativo do Estado de Minas Gerais, membro do Conselho Monetário Nacional (CMN), membro do Conselho de Administração da Eletrobras, Vice-Presidente da Associação de Normas Técnicas Brasileiras, Diretor do Comitê de Represas de Grande Porte e do Grupo Brasileiro da Conferência Mundial de Energia. Foi membro do Comitê de Ética da Presidência da República, de 2000 a 2005, e, de 2004 a 2005, membro do Comitê de Ética Pública do Governo do Estado de Minas Gerais. Desde 2008, é membro efetivo do nosso Conselho de Administração, e dos Conselhos de Administração da Cemig Distribuição e da Cemig Geração e Transmissão.

Joaquim Francisco de Castro Neto – O Sr. Castro Neto é formado em Administração de Empresas pela Fundação Getúlio Vargas e completou sua especialização em Vendas, Marketing e Desenvolvimento de Novos Produtos pela IMEDE em Lausanne, Suíça. Desde 2008, o Sr. Castro Neto é membro do Conselho de Administração da ABodyTech e da Magazine Luiza, tendo ocupado a Presidência do Conselho de Administração dessa última, De 2008 a 2010, ocupou a Presidência Executiva da Redecard. Foi Presidente Executivo do Unibanco - União de Bancos Brasileiros S.A. de 1974 a 2004, e membro do seu Conselho de Administração de 2004 a 2008. Desde 2011, o Sr. Castro Neto é membro do Conselho de Administração da Jereissati Participações S.A., membro efetivo do nosso Conselho de Administração e do Conselho de Administração da Cemig Distribuição e da Cemig Geração e Transmissão.

Otávio Marques de Azevedo – O Sr. Azevedo é graduado em Engenharia Elétrica pela Pontifícia Universidade Católica de Minas Gerais, tendo concluído a pós-graduação em Engenharia Econômica pela Universidade Federal de Minas Gerais e Planejamento Estratégico na Fundação Getúlio Vargas do Rio de Janeiro. O Sr. Azevedo foi Vice-Presidente da Telebrás de 1991 a 1993, Presidente Executivo da Tele Norte Leste Participações S.A., de 1998 a 1999, e Presidente do seu Conselho de Administração de 2003 a 2004. Foi Presidente do Conselho da Anatel de 2001 a 2002 e, desde 1993, é Presidente Executivo da Andrade Gutierrez S.A e Andrade Gutierrez Telecomunicações Ltda. O Sr. Azevedo é, ainda, membro do Conselho de Administração de várias empresas desse grupo, tendo ocupado a presidência de vários desses Conselhos. O Sr. Azevedo também foi membro do Conselho Estratégico da Federação das Indústrias do Estado de Minas Gerais - Fiemg, do Conselho da Associação Comercial do Rio de Janeiro – ACRJ e do Conselho Diretivo da Federação das Indústrias do Estado de São Paulo (Fiesp). Desde 2010, o Sr. Azevedo é membro efetivo do nosso Conselho de Administração e do Conselho de Administração da Cemig D e da Cemig GT.

Paulo Roberto Reckziegel Guedes – O Sr. Guedes é formado em Engenharia Civil pela Universidade Federal do Rio Grande do Sul, tendo concluído o MBA Corporativo na Fundação Dom Cabral. O Sr. Guedes ingressou no Grupo Andrade Gutierrez em 1993 como engenheiro assistente, ocupando, posteriormente as funções de engenheiro de fiscalização, gerente geral de operações e gerente de projetos, e, desde 2000, a Diretoria Executiva da Andrade Gutierrez Concessões S.A., uma companhia aberta com concessões de obras e serviços públicos, representando, ainda, a Andrade Gutierrez Concessões S.A. no Conselho de Administração de várias subsidiárias do grupo. Desde 2010, o Sr. Guedes é membro efetivo do nosso Conselho de Administração e do Conselho de Administração da Cemig D e da Cemig GT. É membro, também, do Conselho de Administração da Light S.A. e da Light Serviços de Eletricidade S.A.

Ricardo Coutinho de Sena – O Sr. Sena é formado em Engenharia Civil pela Universidade Federal de Minas Gerais, e completou seus estudos de pós-graduação em administração financeira na Fundação Getúlio Vargas do Rio de Janeiro. O Sr. Sena trabalhou na construtora M. Roscoe entre 1972 e 1981, ingressando na Andrade Gutierrez, em 1981, ocupando o cargo de Chefe do Departamento de Orçamentos e, a partir de 1993, de Gerente Geral da Unidade de Novos Negócios. Desde 2000, ele é CEO da Andrade Gutierrez e também membro do seu Conselho de Administração. Ele representa Andrade Gutierrez Concessões S.A. no Conselho de Administração de várias de suas subsidiárias. Desde 2010, o Sr. Sena é membro efetivo do nosso Conselho de Administração e do Conselho de Administração da Cemig D e da Cemig GT.

Saulo Alves Pereira Junior – O Sr. Pereira Júnior graduou-se em Engenharia Elétrica pela Pontifícia Universidade Católica de Minas Gerais (PUC-MG), tendo concluído Pós-Graduação em Planejamento Orçamentário de Obras e Serviços pelo Instituto de Educação Continuada da PUC-MG e em Gestão Administrativa pela Universidade Federal da Bahia. Concluiu, também, o MBA Empresarial na Fundação Dom Cabral. O Sr. Pereira Júnior começou sua carreira em 1993 como estagiário no

nosso Centro de Operações. Em 1995, ingressou na Construtel Projetos e Construções Ltda. como engenheiro de planejamento e coordenação de orçamento das obras, e em 1998, assumiu o cargo de Gerente Geral da Unidade de Negócios na Bahia. Em 2000, o Sr. Pereira Júnior ingressou no grupo Andrade Gutierrez e, desde 2004, atua como Diretor Comercial da Construtora Andrade Gutierrez S.A.. Desde 2007, trabalha na Andrade Gutierrez Concessões, participando ativamente do processo de consolidação do grupo no setor elétrico. Desde 2010, o Sr. Pereira Júnior é membro efetivo do nosso Conselho de Administração e do Conselho de Administração da Cemig D e da Cemig GT.

Wando Pereira Borges – O Sr. Borges graduou-se em Economia e Administração de Empresas pela Universidade Federal de Minas Gerais (UFMG), tendo concluído pós-graduação pela Fundação Getúlio Vargas do Rio de Janeiro e pela Yale University (EUA). Entre 1962 e 1966, foi economista-chefe do Departamento de Projetos do Banco de Desenvolvimento de Minas Gerais (BDMG). Entre 1967 e 1969, foi consultor especial do Diretor Geral do DNER, o Departamento Nacional de Estradas de Rodagem e, em 1969 e 1970, foi Consultor do Banco Mundial no Chile e em Washington, D.C. De 1970 a 1976, foi conselheiro da TRNSCON++, uma empresa de consultoria de transportes brasileira. Entre 1977 e 1979, foi Diretor-Presidente da Digibrás. Entre 1979 e 1982, foi Secretário Geral do Ministério dos Transportes. De 1982 a 1984, o Sr. Borges foi Diretor-Presidente da GEIPOT – Empresa Brasileira de Planejamento de Transportes. De 1984 a 1992, foi consultor da Cia. Do Jari, Caemi e subsidiárias. Entre 1993 e 1995, foi Consultor de Transportes e Conselheiro da ABCE, a Associação Brasileira de Consultores de Engenharia. Em 1995 e 1996, foi consultor da Comissão de Minas e Energia da Câmara dos Deputados do Congresso Nacional. De 1997 a 1999, atuou como Secretário de Planejamento, Indústria e Comércio da Cidade de Patos, no Estado de Minas Gerais. Em 2000 e 2001, atuou como consultor para a Confederação Nacional do Transporte (CNT). Desde 2002 ele atua como consultor para projetos de transporte e concessionários de rodovias. Entre 2008 e 2010, foi membro do Conselho de Administração da Bozel Mineração S.A., e entre 2008 e 2009 foi Diretor-Presidente da Eleja – Elétrica Jacuí S.A. Em 2008 e 2009, era Administrador da Powerbras Energia Holding Ltda. Desde 18 de dezembro de 2012 o Sr. Borges é membro do Conselho de Administração da Cemig, da Cemig D e da Cemig GT.

Diretoria

Nossa Diretoria, composta por onze Diretores, é responsável pela execução de deliberações tomadas por nosso Conselho de Administração e pela administração cotidiana. Os membros de nossa Diretoria, os Diretores, têm responsabilidades individuais estabelecidas em nosso Estatuto Social e ocupam seus cargos por mandato de três anos. Os mandatos dos atuais Diretores expiram na primeira Reunião do Conselho de Administração após a Assembleia Geral Ordinária a ser realizada em abril de 2015. Os Diretores são eleitos por nosso Conselho de Administração. Em geral, são realizadas reuniões ordinárias pelo menos duas vezes por mês, sendo as reuniões extraordinárias realizadas sempre que convocadas pelo Diretor-Presidente, ou Presidente, ou por dois Diretores que não o Presidente.

Os diretores executivos deverão exercer suas funções em período integral, em dedicação exclusiva à Companhia. Eles poderão, ao mesmo tempo, exercer funções não remuneradas na administração de subsidiárias integrais e outras subsidiárias ou coligadas, a critério do Conselho de Administração. Deverão, entretanto, obrigatoriamente, ocupar e exercer os cargos correspondentes nas subsidiárias integrais Cemig Distribuição e Cemig Geração e Transmissão.

A Diretoria é responsável pela atual administração dos negócios da Companhia, sujeita à obrigação de obedecer ao Plano Estratégico de Longo Prazo, o Plano de Implementação Plurianual e o Orçamento Anual.

Algumas decisões, conforme descritas no artigo 4, cláusula 21, de nosso estatuto social, exigem a aprovação de nossa Diretoria.

Em caso de ausência, licença, renúncia ou vaga do cargo de diretor-presidente, o diretor vice-presidente deverá exercer as atribuições do diretor-presidente, por qualquer que seja a duração da ausência ou da licença, e, em caso de vaga, impedimento ou renúncia, até o cargo ser preenchido pelo Conselho de Administração. Em caso de ausência, licença, renúncia ou vaga do cargo de quaisquer outros membros da Diretoria, esta poderá, por aprovação da maioria dos membros, atribuir o exercício das respectivas funções a outro diretor executivo, enquanto durar o período de ausência ou licença – ou, em caso de vaga, o impedimento ou renúncia, até o cargo ser preenchido pelo Conselho de Administração. O diretor-presidente, ou um membro da Diretoria eleito da maneira supramencionada, deverá ocupar o cargo pelo período restante do mandato do diretor substituído.

Os nomes, cargos e datas da primeira nomeação de nossos diretores são os seguintes:

Nome	Cargo	Data da Primeira Nomeação
Djalma Bastos de Morais	Diretor-Presidente	14 de janeiro de 1999
Arlindo Porto Neto	Diretor Vice-Presidente	20 de janeiro de 2009
Ricardo José Charbel	Diretor de Distribuição e Comercialização	23 de novembro de 2012
Luiz Henrique de Castro Carvalho	Diretor de Geração e Transmissão	18 de agosto de 2008
Fernando Henrique Schüffner Neto	Diretor de Desenvolvimento de Negócios	9 de janeiro de 2007
Luiz Fernando Rolla	Diretor Financeiro e Relações com Investidores	9 de janeiro de 2007

Nome	Cargo	Data da Primeira Nomeação
Frederico Pacheco de Medeiros	Diretor de Gestão Empresarial	20 de janeiro de 2011
José Raimundo Dias Fonseca	Diretor Comercial	20 de janeiro de 2011
José Carlos de Mattos	Diretor de Gás	9 de janeiro de 2007
Maria Celeste Morais Guimarães	Diretora Jurídica	3 de janeiro de 2011
Luiz Henrique Michalick	Diretor de Relações Institucionais e Comunicação	20 de janeiro de 2011

A seguir, uma breve informação biográfica de cada membro de nosso Conselho Fiscal:

Arlindo Porto Neto – O Sr. Porto Neto é formado em Administração de Empresas e em Contabilidade pela Universidade Federal de Uberlândia. Foi Senador pelo Estado de Minas Gerais, de 1995 a 2003, e Ministro de Estado de Agricultura e Abastecimento, de 1996 a 1998. De 1991 a 1994, o Sr. Porto Neto foi Vice-Governador do Estado de Minas Gerais e, de 1983 a 1985, foi Prefeito da cidade de Patos de Minas. Desde 2004, o Sr. Porto Neto é o Vice-Presidente da Companhia de Desenvolvimento de Minas Gerais – CODEMIG e, desde 2009, é o nosso Diretor Vice-Presidente e da Cemig D e Cemig GT.

Djalma Bastos de Morais - para informações bibliográficas relativas ao SR. Djalma, veja seção "— Conselho de Administração".

Fernando Henrique Schüffner Neto – O Sr. Schüffner Neto graduou-se em Engenharia Elétrica pela Pontifícia Universidade Católica de Minas Gerais, tendo concluído o mestrado em Controle e Automação pela Universidade Estadual de Campinas (Unicamp) e o MBA em Gestão de Negócios pelo Ibmec. Profissional de carreira, o Sr. Schüffner Neto ingressou na empresa em 1985, exercendo vários cargos, incluindo Superintendente de Coordenação, Planejamento e Expansão da Distribuição, Superintendente de Coordenação Executiva do Programa Luz para Todos, Diretor de Geração e Transmissão e Diretor de Distribuição e Comercialização. O Sr. Schüffner Neto é também professor e pesquisador, além de diretor e membro do Conselho de Administração de várias empresas do nosso "Grupo". O Sr. Schüffner Neto é membro suplente do nosso Conselho de Administração, da Cemig Telecomunicações S.A., da Cemig D, Cemig GT, Light S.A. e Light Serviços de Eletricidade S.A.. Desde 2007 é Diretor da Cemig, Cemig D e Cemig GT, ocupando, desde 2010, nossa Diretoria de Desenvolvimento de Negócios.

Frederico Pacheco de Medeiros – O Sr. Medeiros formou-se em Direito pela Universidade Federal de Minas Gerais (UFMG). Atuou como Consultor Jurídico do Tribunal de Recursos do Estado de Minas Gerais entre 1989 e 1998, e foi Secretário Parlamentar da Câmara dos Deputados do Congresso Brasileiro entre 1993 e 2002. O Sr. Medeiros foi Secretário Adjunto de Estado de Minas Gerais de 2003 a 2008, e Secretário Geral do Governador do Estado de Minas Gerais entre 2008 a 2010. Desde 2011, o Sr. Medeiros é nosso Diretor de Gestão Empresarial ocupando o mesmo cargo na Cemig Distribuição S.A. e na Cemig Geração e Transmissão S.A..

José Carlos de Mattos – O Sr. Mattos nasceu em 1946 e se formou em Administração de Empresas e professor com licenciatura plena em Língua Portuguesa. Foi Superintendente Regional (de Minas Gerais, São Paulo e Rio de Janeiro) de 1983 a 1992 e Diretor Financeiro de 1992 a 1994, na Caixa Econômica Federal. Nesse mesmo período, de 1992 a 1994, ocupou a diretoria do Banco Interamericano de Poupança e Empréstimo - BIAPE. De 1995 a 1996, foi Vice-Presidente do Banco do Estado de Minas Gerais - Bemge e, de 2003 a 2005, Diretor Financeiro da Companhia de Desenvolvimento de Minas Gerais - Codemig. Foi Diretor Presidente da Fundação de Seguridade Social de Minas Gerais – Previminas, de 2005 a 2006. Foi Diretor Presidente e Conselheiro de Administração da – Gasmig, de 2007 a 2009. Na Cemig, Cemig Distribuição e Cemig Geração e Distribuição foi Diretor de Planejamento, Projetos e Construções, de janeiro a abril/2007; Diretor de Desenvolvimento de Novos Negócios, de abril/2007 a dezembro/2010; Diretor de Gás, de fevereiro a setembro/2009; Diretor de Distribuição e Comercialização, de dezembro/2010 a novembro/2012. Foi eleito, em 23-11-2012, Diretor de Gás da Cemig, Cemig Distribuição e Cemig Geração e Transmissão e Diretor Presidente Gasmig.

José Raimundo Dias Fonseca – O Sr. Fonseca graduou-se em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal de Juiz de Fora. Concluiu o curso de especialização em Engenharia de Manutenção pela Escola Federal de Engenharia de Itajubá (FUPAI/EFEI); concluiu o curso de Pós-graduação em Gestão Estratégica de Negócios pela Fundação Getúlio Vargas, e o curso de especialização em Gestão de Empresas de Energia Elétrica em Estocolmo na Suécia. Foi Conselheiro Fiscal da CCEE – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica e Vice-Presidente da ABRACEEL – Associação Brasileira dos Agentes Comercializadores de Energia Elétrica. Funcionário de carreira, o Sr. Fonseca ingressou na Cemig em 1982, onde ocupou vários cargos, desde engenheiro, Gerente de Controle e Liquidação das Operações de Energia a Superintendente de Compra e Venda de Energia no Atacado, cargo esse que exerceu entre 2007 e 2011. Desde 2011 o Sr. Fonseca é o nosso Diretor Comercial, da Cemig D e da Cemig GT.

Luiz Fernando Rolla – O Sr. Rolla graduou-se em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal de Minas Gerais, tendo concluído especialização em Engenharia Econômica e Processamento de Dados. Funcionário de carreira, o Sr. Rolla ingressou na Cemig em 1974, quando trabalhou na coordenação do planejamento do sistema elétrico e, posteriormente, na coordenação de projetos financiados pelo Banco Mundial, BID, KFW e Eletrobrás, tendo participado do processo de captação de recursos no mercado internacional com destaque para a colocação de Eurobônus e blocktrade de ações. Em 1987 tornou-se Superintendente de Relações com Investidores, sendo responsável pela criação e implementação da nossa estratégia de relações com investidores,

incluindo a estruturação do Nível I e II dos programas de ADR, implementação do Nível 1 de Governança Corporativa na BM&FBovespa e a listagem das nossas ações na Bolsa de Madri. Desde 2009, é o Presidente do Conselho do Instituto Brasileiro de Relações com Investidores – IBRI. O Sr. Rolla é diretor e membro do Conselho de Administração de várias empresas do nosso "Grupo" e, desde 2007, é o nosso Diretor de Finanças e Relações com Investidores, da Cemig D e da Cemig GT. É membro do Conselho de Administração da Light S.A. e da Light SESA.

Luiz Henrique de Castro Carvalho- O Sr. Carvalho graduou-se em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal de Minas Gerais, tendo concluído Pós-Graduação pela mesma instituição em Análise de Sistemas com ênfase em Suporte Mainframe. Concluiu, também, o MBA Executivo Internacional em Gestão de Negócios e Tecnologia da Informação pela Fundação Getúlio Vargas – FGV. Funcionário de carreira, o Sr. Carvalho ingressou na empresa em 1984 como Analista de Suporte no Grupo Software e Apoio. Desde então ocupou diversas posições como a de Gerente do Departamento de Apoio e Suporte a Usuários de Informática, Superintendente de Telecomunicações e Informática e Superintendente de Material, Logística e Serviços. O Sr. Carvalho ocupa cargos de diretoria e é membro do Conselho de Administração de várias empresas do nosso grupo. Desde 2008 O Sr. Carvalho é nosso Diretor de Geração e Transmissão e Diretor da Cemig D e Cemig GT.

Luiz Henrique Michalick - Graduou-se em Jornalismo pela Faculdade de Comunicação da Pontifícia Universidade Católica de Minas Gerais. Atuou como jornalista econômico da Sucursal do Jornal Folha de São Paulo, em Belo Horizonte, entre 1979 e 1985. Integrou a editoria econômica do Jornal Estado de Minas, entre 1986 e 1987. Funcionário de carreira, o Sr. Michalick ingressou na empresa em 1985, onde ocupou os cargos de jornalista e Gerente de Imprensa, Relações Públicas e Publicidade, assumindo, em 2003, a Superintendência de Comunicação Empresarial, na qual permaneceu até 2011. Desde 2011 o Sr. Michalick é o nosso Diretor de Relações Institucionais e Comunicação, da Cemig D e da Cemig GT.

Maria Celeste Morais Guimarães – A Sra. Guimarães graduou-se em Ciências Contábeis e em Administração de Empresas pela Pontifícia Universidade Católica de Minas Gerais e em Direito pela Faculdade de Direito da Universidade Federal de Minas Gerais, tendo concluído especialização em Direito Comercial, mestrado e doutorado pela mesma universidade. Foi Auditora-Geral do Estado de Minas Gerais entre 2003 e 2010 e Presidente do Conselho de Corregedores dos Órgãos e Entidades do Poder Executivo Estadual – CONREGE entre 2004 e 2010. Entre 2005 e 2010, foi membro do Colegiado dos Órgãos de Defesa Social e, entre 2007 e 2009, do Conselho Nacional dos Órgãos de Controle Interno dos Estados Brasileiros e do Distrito Federal – CONACI. De 2007 a 2010 a Sra. Guimarães foi membro do Conselho Geral de Coordenação, Planejamento, Administração e Finanças do Estado de Minas Gerais e entre 2008 e 2010, do Comitê de Governança Corporativa do Estado de Minas Gerais. Foi, também, colaboradora e membro da Comissão de Energia da Comissão de Direito da Energia da Ordem dos Advogados do Brasil, em Minas Gerais e, desde 2011 é nossa Diretora Jurídica, da Cemig D e da Cemig GT.

Ricardo José Charbel – O Sr. Charbel é graduado em Engenharia Elétrica pela Pontifícia Universidade Católica de Minas Gerais e em Manutenção e Operação de Distribuição de Energia Elétrica pela Universidade Mackenzie de São Paulo, pós-graduado em Processamento de Dados pela Universidade Federal de Minas Gerais (UFMG) e com MBA Executivo pela Escola de Negócios Ibmec de Minas Gerais. O Sr. Charbel atuou na Cemig como executivo, ocupando vários cargos na Cemig, incluindo o de Gerente Geral de Planejamento, Estudos e Projetos de Expansão da Distribuição, de 2010 a 2012, Administrador e Gerente Geral de Coordenação Executiva do programa de expansão de distribuição Luz Para Todos de 2007 a 2010, e os cargos de Gerente de Relacionamento com o Cliente e Gerente de Divisão entre 1999 e 2007. O Sr. Charbel iniciou sua carreira na Cemig como analista de sistemas e engenheiro, entre 1983 e 1990. Desde novembro de 2012, o Sr. Charbel é nosso Diretor de Distribuição e Comercialização de Energia.

Remuneração de Conselheiros e Diretores

O valor total de remuneração de Conselheiros e membros da Diretoria e do Conselho Fiscal, incluindo benefícios de qualquer natureza, será estabelecido em Assembleia Geral, de acordo com a legislação vigente.

No exercício encerrado em 31 de dezembro de 2012, o total da remuneração paga a nossos conselheiros e diretores e a conselheiros e diretores da Cemig Distribuição e Cemig Geração e Transmissão, inclusive seguro-saúde, licença remunerada, bônus, pós-emprego e demais benefícios, totalizou aproximadamente R$ 12 milhões.

A tabela a seguir mostra a remuneração paga aos nossos Conselheiros, Diretores, membros do Conselho Fiscal e Comitê de Apoio em 2012:

Remuneração no ano findo em 31 de Dezembro de 2012 (em R$)				
	Conselheiros	**Comitê de Apoio (1)**	**Diretores**	**Conselho Fiscal**
Número de membros (2)	13	6	11	10
Remuneração total	1.186.5	563.1	9.984.5	459.8

(1) O Comitê de Apoio é um órgão sem função executiva, composto por membros do nosso Conselho de Administração, responsável por avaliar e fazer recomendações sobre assuntos a serem discutidos na reunião do Conselho, priorizando questões, verificando a documentação para melhor compreensão dos membros do Conselho e outros assuntos necessários para a objetividade das reuniões do Conselho.
(2) A quantidade de membros corresponde à média mensal de membros dividida por 12 (doze). O Conselho Fiscal inclui os membros suplentes conforme deliberação tomada na Assembleia Geral Ordinária de Acionistas de 2011.

Não existe qualquer contrato entre a Companhia e suas controladas integrais, subsidiárias ou afiliadas e qualquer conselheiro ou diretor da Companhia que conceda qualquer tipo de benefício pós-aposentadoria, exceto o plano de aposentadoria da Forluz, aplicável aos diretores, contanto que estejam qualificados de acordo com as normas e regulamentações da Forluz, sendo também aplicável a outros funcionários nos mesmos termos.

Conselho Fiscal

De acordo com nosso Estatuto Social, nosso Conselho Fiscal deve ser permanente. Nosso Conselho Fiscal deve se reunir uma vez a cada três meses, mas na prática ele vem se reunindo uma vez por mês. Nosso Conselho Fiscal é composto de três a cinco membros e os correspondentes suplentes eleitos pelos acionistas na Assembleia Geral Ordinária para mandato de um exercício social. Os detentores das ações preferenciais, juntos, têm o direito de eleger um dos membros e o seu respectivo suplente. Um membro e respectivo suplente são eleitos pelos acionistas minoritários detentores das ações ordinárias que representem, isoladamente ou em conjunto, no mínimo 10% do capital social. A principal responsabilidade do Conselho Fiscal, que é independente da administração e dos auditores independentes nomeados pelo Conselho de Administração, é revisar nossas demonstrações financeiras e relatá-las aos nossos acionistas. O Conselho Fiscal também é encarregado elaborar pareceres sobre quaisquer propostas de nossa administração a serem apresentadas em assembleia geral relativas a (i) alterações no capital social, (ii) emissão de debêntures ou bônus de subscrição, (iii) planos de investimento e orçamentos de gastos de capital, (iv) distribuições de dividendos, (v) transformação em nossa estrutura corporativa e (vi) reorganizações societárias tais como incorporações, fusões e cisões. O Conselho Fiscal também examina as atividades de administração, informando-as aos acionistas.

Os atuais membros do Conselho Fiscal e seus suplentes, cujos mandatos expiram na Assembleia Geral Ordinária dos Acionistas a ser realizada em 2013, para aprovação das demonstrações financeiras do exercício social de 2012, são os seguintes:

Nome	Cargo	Data da Primeira Nomeação
Aristóteles Luiz Menezes Vasconcellos Drummond	Membro	27 de abril de 1999
Marcus Eolo de Lamounier Bicalho	Suplente	27 de fevereiro de 2003
Luiz Guarita Neto	Membro	27 de fevereiro de 2003
Ari Barcelos da Silva	Suplente	29 de abril de 2005
Thales de Souza Ramos Filho	Membro	27 de fevereiro de 2003
Aliomar Silva Lima	Suplente	27 de fevereiro de 2003
Helton da Silva Soares (1)	Membro	4 de agosto de 2010
Vicente de Paulo Barros Pegoraro(2)	Membro	29 de abril de 2009
Newton de Moura (2)	Suplente	29 de abril de 2009

(1) Eleito pela AGC Energia.
(2) Eleito pelos detentores de ações preferenciais.

A seguir, uma breve informação biográfica de cada membro de nosso Conselho Fiscal:

Aristóteles Luiz Menezes Vasconcellos Drummond – O Sr. Drummond é profissional nas áreas de Jornalismo, de Relações Públicas e Administração de Empresas. Desde 1973, é Diretor Gerente da Irad Assessoria e Consultoria Ltda., empresa dedicada a ajudar as grandes empresas com a gestão de seus orçamentos de marketing. Sr. Drummond possui certificação de Conselheiro Fiscal pelo Instituto Brasileiro de Governança Corporativa - IBGC. Entre 1987 e 1996, o Sr. Drummond foi Diretor de Administração da Light. Foi Presidente do COGE - Comitê de Gestão Empresarial no Setor de Energia Elétrica no período de 1994 a 1996. No período de 1996 a 2003, o Sr. Drummond foi membro do Conselho de Administração da Eletronorte. Desde 2006, Sr. Drummond é membro do Conselho Fiscal da Light S.A e membro do Conselho de Administração da CEMAT. Desde 1999, é membro do nosso Conselho Fiscal; e desde 2004, é membro do Conselho Fiscal da Cemig D e Cemig GT.

Helton da Silva Soares – O Sr. Soares graduou-se em Ciências Contábeis e em Direito pela Pontifícia Universidade Católica de Minas Gerais (PUC-MG) e completou seu MBA em Finanças pelo Ibmec de Belo Horizonte. O Sr. Soares ingressou no Grupo Andrade Gutierrez em 1998 e, desde 2008, atua como executivo da Construtora Andrade Gutierrez S.A.. Desde 2010, Sr. Soares é membro do nosso Conselho Fiscal e do Conselho Fiscal da Cemig D e Cemig GT.

Luiz Guaritá Neto – O Sr. Guaritá Neto graduou-se em Engenharia Civil pelas Faculdades Integradas de Uberaba em 1978, tendo concluído os cursos básicos de Administração de Empresas, O&M e Marketing pela Fundação Getúlio Vargas do Rio de Janeiro. Foi Prefeito de Uberaba de1993 a 1996 Entre 2003 e 2010 foi o primeiro suplente do Senador Eduardo Brandão de Azeredo. Sr. Guaritá Neto é empresário e sócio de várias empresas. Desde 2003, o Sr. Guaritá Neto é membro do nosso Conselho Fiscal. Desde 2004, é membro do Conselho Fiscal da Cemig D e Cemig GT.

Thales de Souza Ramos Filho – O Sr. Ramos Filho graduou-se em Medicina pela Universidade Federal de Juiz de Fora e em Administração de Empresas pela Faculdade Machado Sobrinho de Juiz de Fora. É Diretor do Hospital Dr. João Felício em Juiz de Fora, Minas Gerais. É sócio gerente da Zenite Empreendimentos Imobiliários. O Sr. Ramos Filho foi membro do Conselho de Administração de Furnas entre 1990 e 1996. Desde 2003, o Sr. Ramos Filho é membro do nosso Conselho Fiscal e desde 2004, é membro do Conselho Fiscal da Cemig D e Cemig GT.

Vicente de Paulo Barros Pegoraro – O Sr. Pegoraro graduou-se em Administração e Ciências Contábeis pela Universidade de Brasília (UnB) e em Direito pela Universidade Federal do Paraná. O Sr. Pegoraro foi Conselheiro Fiscal do Banco do Brasil, de 2001 a 2003 e conselheiro fiscal/ membro do Comitê de Auditoria da Telecom Italian Mobile - TIM Participações S.A.. Desde 2009, Sr. Pegoraro é membro do nosso Conselho Fiscal e do Conselho Fiscal da Cemig D e Cemig GT.

Conselho de Consumidores

Instituímos um Conselho de Consumidores em conformidade com a lei brasileira, que é composto por representantes de grupos de consumidores e organizações representativas de interesses coletivos, mas não por membros de nosso Conselho de Administração. O Conselho de Consumidores assessora nossa companhia no tocante a questões relativas a serviços e demais questões do interesse de nossos clientes.

Comitê de Auditoria

Nosso Conselho Fiscal atua como nosso comitê de auditoria para os fins da Lei *Sarbanes-Oxley* de 2002. Segundo a Seção 10A-3 das normas da SEC sobre Comitês de Auditoria de companhias listadas, emitentes não norte-americanos têm permissão para não ter um Comitê de Auditoria separado formado de membros independentes se houver um Conselho Fiscal estabelecido e escolhido de acordo com as normas legais de seu país de origem, expressamente requerendo ou permitindo que tal conselho siga certas obrigações. Também segundo esta exceção, um Conselho Fiscal pode exercer as obrigações e responsabilidades de um Comitê de Auditoria dos Estados Unidos, até o limite permitido pela legislação brasileira. Os especialistas financeiros de nosso Conselho Fiscal são Helton da Silva Soares e Ari Barcelos da Silva.

Empregados

Em 31 de dezembro de 2012, tínhamos 8.368 empregados na CEMIG, Cemig Distribuição e Cemig Geração e Transmissão, dos quais 230 estavam no nível de administração, e uma média de 488 empregados temporários em 2012. Em 31 de dezembro de 2011, possuíamos 8.706 empregados na CEMIG, Cemig Distribuição e Cemig Geração e Transmissão, dos quais 238 estavam no nível gerencial, e uma média de 350 empregados temporários em 2011. Em 31 de dezembro de 2010, possuíamos 8.859 empregados, dos quais 239 estavam no nível gerencial, e possuíamos uma média de 452 empregados temporários em 2010. A tabela a seguir apresenta nossos empregados por categorias, nas mencionadas datas:

	Número de empregados em		
	31 de dezembro de 2012	**31 de dezembro de 2011**	**31 de dezembro de 2010**
Gerentes	230	238	239
Profissionais	1.215	1.249	1.281
Técnicos operacionais e funcionários de escritório	6.923	7.219	7.339
Total	8.368 (1)	8.706 (1)	8.859(1)

(1) Esses números refletem apenas os funcionários da Cemig Geração e Transmissão, Cemig Distribuição e CEMIG.

Em 2012, 4 empregados foram contratados e 341 empregados deixaram nossa companhia.

Sindicatos

Reuniões anuais foram realizadas para negociação coletiva com os sindicatos que representam os empregados da Companhia. Os Acordos Coletivos de Trabalho que resultaram das referidas reuniões contemplam reajustes salariais, benefícios e direitos e deveres que regem as relações de emprego. Os referidos acordos entram em vigor pelo período subsequente de 12 meses, com início em 1º de novembro de cada ano.

Em 2012, por conta das alterações das medidas regulatórias do setor elétrico, com potencial para causar mudanças significativas nos resultados da Cemig, as negociações entre nós e os sindicatos referentes ao Acordo Coletivo de Trabalho

2012/2013 foram frustradas, inviabilizado que as partes chegassem a um acordo até a data deste formulário 20-F. Na presente data, o Tribunal Regional do Trabalho (TRT) de Minas Gerais está mediando a negociação do acordo. Como um gesto de boa-fé, a Cemig elevou os salários na data base (novembro de 2012) de acordo com o índice que ela propôs anteriormente à decisão do TRT. Elevamos os salários com o intuito de reduzir os efeitos de uma negociação possivelmente longa, que poderia ser prejudicial aos nossos empregados. Caso aconteça uma alteração no índice de reajuste salarial após a conclusão do processo de negociação, a diferença nos pagamentos será paga retroativamente.

Em dezembro de 2011, após negociações com sindicatos, o Acordo Coletivo foi celebrado com 13 sindicatos, compreendendo um ajuste salarial de 8,2%, benefícios, direitos e obrigações, válido entre 1o de novembro de 2011 e 31 de outubro de 2012. Além disso, um acordo coletivo específico, que rege a participação nos lucros (“PLR”), foi também assinado para o pagamento da participação nos lucros e resultados por dois anos, respeitando as metas acordadas entre nós e nossos funcionários, conforme detalhado a seguir.

Em 2011, durante as negociações para se chegar a um acordo sobre o Acordo Trabalho Coletivo e o acordo coletivo específico, houve cinco dias consecutivos de paralisações pelos funcionários. O Comitê de Emergência Operacional, criado para a finalidade específica de estabelecer um Plano de Contingência para a manutenção dos serviços essenciais da Companhia em caso de greves, foi ativado, e não houve eventos adversos.

Em dezembro de 2010, dois acordos coletivos com os mesmos termos gerais foram celebrados, com 17 sindicatos, estabelecendo aumentos nos salários variando de 6,50% a 7,55%, de acordo com o nível salarial de cada empregado. Além desses acordos, um aditivo em relação ao acordo coletivo específico que rege a participação nos lucros (“PLR”) foi celebrado com a finalidade de estabelecer uma única distribuição extraordinária, paga em abril de 2011, equivalente a 2,64 vezes a remuneração mensal de cada empregado.

Remuneração

O Plano de Carreiras e Remuneração (PCR) entrou em vigor em 2004. O objetivo desse plano é proporcionar à nossa companhia os instrumentos de remuneração considerados necessários para manter uma estrutura de pagamento equitativa e competitiva e estabelecer critérios para promoções. Um comitê interno, com representantes tanto da nossa Companhia como dos sindicatos, foi criado para implementação do referido plano. Os critérios para promoções incluem o desempenho do empregado, entre outros fatores. Na Gestão de Desempenho de 2011-2012, 2.387 empregados, ou 28% de todos os empregados avaliados, foram beneficiados por alterações salariais.

Pesquisas de remuneração são realizadas anualmente para adaptar os salários dos funcionários ao contexto do mercado. Os resultados da pesquisa mais recente, realizada em maio de 2012, indicaram que aproximadamente 93% dos funcionários são remunerados acima da média do mercado.

A tabela a seguir apresenta a média do Salário-Base e da Remuneração, por mês, por categoria funcional:

	Salário-Base Médio em 31 de dezembro de 2012	Remuneração Média em 31 de dezembro de 2012
Gerentes	R$13.863,31	R$22.622,11
Equipe profissional	R$7.254,69	R$10.100,33
Equipe técnica operacional e funcionários de escritório	R$3.293,08	R$5.328,04

Programa de Participação nos Lucros, Resultados e Produtividade: Em 1995, a CEMIG estabeleceu um programa de participação nos lucros para os empregados em conformidade com a legislação trabalhista brasileira aplicável. Segundo o programa, em um único exercício social a CEMIG pode contribuir com mais de 25% da totalidade dos dividendos propostos do exercício social em questão.

Em relação aos resultados de 2012, os valores a serem recebidos por nossos empregados no programa de participação nos lucros podem variar entre 70% e 120% da remuneração composta atribuída às suas respectivas categorias, dependendo do grau em que as metas por nós estabelecidas forem atingidas. Contudo, pagamentos de participação nos lucros não serão feitos a empregados que não atingirem o nível mínimo de 70% das metas estabelecidas.

Em 2012, foi antecipado o pagamento de parte da participação nos lucros aos empregados referente ao exercício de 2012, no montante de aproximadamente R$138,5 milhões, e a porção remanescente será paga em abril de 2013. Em 2011, o pagamento das participações nos lucros dos empregados, inclusive os encargos obrigatórios e pagamentos baseados na folha de pagamento, totalizou aproximadamente R$221 milhões, sendo que 70%, ou R$155 milhões, foram pagos em dezembro de 2011, e os 30% remanescentes, ou R$66 milhões, serão pagos em abril de 2012. Em 2010, o pagamento da participação dos empregados nos

lucros, incluindo encargos obrigatórios e pagamentos baseados na folha de pagamento, totalizou R$325 milhões e foi efetuado em dezembro de 2010 e em março de 2011.

Benefícios

Em 1º de janeiro de 2003, implementamos mudanças aos nossos planos existentes de assistência médica aos empregados. As mudanças são resultado de acordo que celebramos com os sindicatos de nossos empregados, os quais são, em sua maioria, representados pelo Sindieletro. As mudanças modificaram contribuições pelas quais são responsáveis nossa companhia, os empregados e empregados aposentados, e a natureza dos benefícios cobertos por cada plano. Em 2012, um total de R$208 milhões foi pago em benefícios para empregados, consistindo de R$72 milhões em contribuições ao plano de pensão e R$136 milhões em benefícios assistenciais.

Programa de Aposentadoria Voluntária

Nós implementamos o programa de aposentadoria voluntária PPD (Programa Prêmio de Desligamento), de 2008 a outubro de 2011. Esse programa foi substituído pelo programa de incentivo à aposentadoria (Programa de Desligamento Premiado, ou PDP), que foi operado de outubro de 2011 a janeiro de 2013. Os incentivos financeiros do programa PPD eram: (i) pagamento de até quatro vezes a remuneração bruta mensal do empregado, incluindo o pagamento de aviso prévio, (ii) o pagamento de seis meses de contribuição ao plano de saúde após o desligamento da Companhia, (iii) depósito de pagamento extra de 40% do saldo do Fundo de Garantia de Tempo de Serviço, ou FGTS, do empregado (que seria obrigatório caso a demissão fosse requerida por iniciativa do empregador) e (iv) o pagamento de até 24 meses de contribuição ao Fundo de Pensão e à Previdência Social, ou INSS, após a rescisão do contrato, de acordo com determinados critérios estabelecidos no Programa PPD. Em 2013, 122 empregados aderiram aos termos do nosso Programa PPD, em comparação aos 283 empregados em 2012 e 51 empregados em 2011 (49 dos quais aceitaram os termos do nosso Programa de Aposentadoria Voluntária – PPD).

Programa de Demissão Voluntária

Em abril de 2009, a Cemig implementou o Programa de Demissão Voluntária, ou PDV, que permaneceu em vigor até 2010, estabelecendo regras e condições aplicáveis para rescisões livre e voluntárias de contratos de trabalho por parte dos empregados e também os critérios aplicpaveis aos empregados que atendam certos requisitos de aposentadoria. Empregados que optaram pela adesão ao programa receberam um incentivo financeiro entre 3 e 16 vezes sua remuneração mensal, de acordo com os critérios das regras do programa, sendo a principal delas o tempo de contribuição remanescente para aposentadoria integral pelo Instituto Nacional de Seguridade Social, ou INSS. O incentivo incluia o pagamento de contribuições ao fundo de pensão e ao INSS até a data em que o empregado teria cumprido as exigências relativas ao recebimento dos benefícios de aposentadoria de acordo com o INSS (limitado a cinco anos) e o depósito do pagamento da "penalidade" obrigatória (aplicpavel aos casos de demissão sem justa causa) de 40% sobre o saldo acumulado do Fundo de Garantia por Tempo de Serviço, ou FGTS, do empregado. Além disso, a CEMIG ofereceu o pagamento integral dos custos do seguro de vida em grupo, por seis meses, e do plano de saúde, por 12 meses, a contar da data em que o empregado se afastou da Companhia.

Em janeiro de 2013, nós introduzimos um novo Programa de Incentivo à Aposentadoria (o Programa Incentivado de Desligamento, ou PID), que poderiam ser aderido por nossos empregados até 27 de maio de 2013. Em 27 de março de 2013, um total de 1.071 empregados (o requerimento de 346 empregados ainda estão em fase de análise) aderiram ao plano. O plano foi lançado em resposta às alterações regulatórias do setor elétrico, e tem como público-alvo empregados que tenham atendido integralmente a todos os critérios para aposentadoria ou que os atingiriam em 2013.

Para que se tornem elegíveis ao nosso Programa PID, os empregados devem ter mais de 20 anos (i) de emprego na Cemig e (ii) de contribuição à Forluz. Os empregados já devem estar aposentados perante o INSS ou comprovar que estarão aposentados e aptos para reivindicar seus benefícios junto ao Forluz até 31 de dezembro de 2013. Empregados que aderiram ao PID poderão receber (i) pagamento de até quatro vezes a remuneração bruta mensal do empregado (sem isenção de imposto de renda) e (ii) depósito da "penalidade" (aplicável às demissões sem justa causa) de 40% do saldo do FGTS. Adicionalmente, a Cemig garantiu o pagamento integral do plano de seguro de vida em grupo e do seguro plano no seguro de saúde por seis meses, com início na data em que o empregado for desligado da Companhia .

Saúde e Segurança

Em 2012, o nosso índice de frequência de acidentes que resultam em afastamento do trabalho (a Taxa de Frequência de Acidentes) diminuiu em 30,15% em relação a 2011 – o nosso melhor resultado nos últimos dez anos. Essa redução resulta da leve diminuição dos acidentes de nossos próprios empregados, e de uma redução significativa de acidentes de trabalhadores terceirizados.

Os acidentes que resultaram em afastamento do trabalho, em sua maioria relacionados aos acidentes decorrentes de tráfego de veículos, falhas de planejamento e análises preliminares de risco incompletas.

Ações Detidas

Nenhum de nossos conselheiros e diretores é titular de mais de 0,001% de nossas ações preferenciais e mais de 0,003% de nossas ações ordinárias.

Item 7. Principais Acionistas e Transações com Partes Relacionadas

Principais Acionistas

Em 31 de dezembro de 2012, o Governo Estadual era titular, direta ou indiretamente, de 190.041.861 ações ordinárias ou 50,97% de nossas ações com direito a voto e 8.821.839 ações preferenciais, ou aproximadamente 1,84% dessas ações. Na mesma data, a AGC Energia, nosso segundo maior acionista, era titular de 122.901.990 ações ordinárias ou, aproximadamente, 32,96% dessas ações. A AGC Energia é uma subsidiária da Andrade Gutierrez Concessões S.A. ("AGC"), uma afiliada do Grupo AG. O Grupo AG é um dos maiores grupos privados da América Latina, com presença nos setores de engenharia, construção, telecomunicações, energia e concessões públicas. Nossos principais acionistas não detêm direitos de voto diferentes no tocante às ações por eles detidas.

Constam do quadro abaixo certas informações referentes à titularidade de nossas ações ordinárias e ações preferenciais em 31 de dezembro de 2012.

Acionista	Ações Ordinárias	% da Classe	Ações Preferenciais	% da Classe
Governo Estadual (1)	190.041.861	50,97%	8.821.839	1,84%
AGC Energia S.A.	122.901.990	32,96%	-	-
Todos os conselheiros e diretores em grupo	2.909	-	1.822	-
Outros	59.890.325	16,06%	470.993.832	98,09%
Total das ações....................................	372.837.085	100%	479.817.493	99,92%
Ações em tesouraria............................		-	363.650	0,08%
Total de ações emitidas.......................	372.837.085	100%	480.181.143	100%

(1) As ações atribuídas nesta rubrica ao Governo Estadual incluem ações detidas pela MGI e outras agências do Governo Estadual e companhias controladas pelo Estado.

Desde a constituição de nossa companhia, nossas operações foram influenciadas pelo fato de sermos controlados pelo Governo Estadual. Nossas operações tiveram e continuarão tendo importante impacto no desenvolvimento do comércio e indústria de Minas Gerais e nas condições sociais do Estado. O Governo Estadual, ocasionalmente no passado, orientou nossa companhia a dedicar-se a certas atividades e efetuar certos dispêndios destinados, precipuamente, a promover os objetivos sociais, políticos ou econômicos do Governo Estadual e não necessariamente destinados à geração de lucros de nossa companhia, podendo voltar a nos orientar neste sentido no futuro. Veja a seção "Item 3. Informações Relevantes — Fatores de Risco — Riscos Relativos à CEMIG — Somos controlados pelo Governo Estadual, o qual poderá ter interesses diversos dos interesses dos investidores."

Em 31 de dezembro de 2012, possuíamos 37 acionistas de ações ordinárias registrados nos Estados Unidos, detentores do total de 4.208.837 ações ordinárias. Possuíamos também 297 acionistas de ações preferenciais registrados nos Estados Unidos, detentores do total de 208.914.524 ações preferenciais. Esses dados não incluem as 183.612.259 ações preferenciais e as 878.614 ações ordinárias convertidas em ADRs.

Embora nosso Estatuto Social não ofereça restrições referentes a uma mudança em nosso controle, para que tal mudança ocorra é exigida uma lei estadual autorizando a alteração do controle. Por sermos uma companhia controlada pelo Estado, a venda de mais de 50% do capital com direito a voto da CEMIG pelo Governo Estadual (ou qualquer outra transação que possa transferir o controle da companhia, seja totalmente ou parcialmente) exige a aprovação de legislação de autorização específica pelo poder legislativo de Minas Gerais, aprovada por no mínimo 60% dos membros da Assembleia Estadual. A autorização acima mencionada deve ainda ser aprovada pelos cidadãos locais em um referendo.

Em 17 de dezembro de 2009, a BlackRock, Inc., na qualidade de gestora de investimentos, em nome de alguns de seus consumidores, notificou que em virtude da fusão entre a BlackRock e o Barclays Global Investors, em 1 de dezembro de 2009, adquiriu o total de 12.410.905 ações preferenciais e 20.411.225 *American Depositary Receipts* ("ADRs") de ações preferenciais, representando um total de cerca de 9,39% de todas as ações preferenciais da CEMIG; a aquisição foi estritamente para fins de investimento, não havendo nenhuma intenção da BlackRock de mudar o controle acionário ou estrutura administrativa da Companhia. Além disso, a BlackRock não detém debêntures emitidas pela CEMIG que sejam conversíveis em ações e nenhum acordo foi celebrado pela BlackRock que regule os direitos de voto ou a compra ou venda de títulos de emissão da CEMIG.

Em 15 de abril de 2010, a Lazard Asset Management LLC nos notificou que adquiriu 17.497.213 ações, ou 5,01% do total de ações de emissão da CEMIG. Em 4 de fevereiro de 2011, a Lazard Asset Management LLC nos notificou que aumentou sua participação na CEMIG para 7,46%, representando um total de 28.673.232 ações.

Em 18 de junho de 2010, a AGC Energia notificou a ocorrência da transferência de ações no âmbito do Contrato de Compra e Venda de Ações celebrado pela Southern e a AGC Energia, com a AGC como interveniente, em 12 de novembro de 2009. A AGC Energia adquiriu da Southern 98.321.592 ações ordinárias emitidas pela CEMIG, representando 32,96% do capital social votante e 14,41% do capital social. A AGC Energia enfatizou que a referida transação não altera o controle acionário ou a estrutura administrativa da CEMIG.

Em 1º de agosto de 2011, a AGC Energia e o Estado de Minas Gerais celebraram um acordo de acionistas (reconhecido pela CEMIG e com o BNDESPar como terceiro beneficiário), no qual a AGC Energia possui o direito, dentre outros, de nomear nosso Diretor de Desenvolvimento de Negócios, sujeito a aprovação pelo Estado de Minas Gerais. Para maiores informações, veja Nota 23 das nossas Demonstrações Financeiras consolidadas.

Em 20 de janeiro de 2012, a Lazard Asset Management LLC nos notificou que detém 28.266.233 ações, ou 4,14% de nossas ações em circulação.

Desconhecemos quaisquer outras alterações significativas na porcentagem da participação acionária de nossos acionistas detentores de 5% ou mais de nossas ações com direito de voto em circulação durante os últimos três anos.

Transações com Partes Relacionadas

Nossa companhia é parte das seguintes transações com partes relacionadas:

- Nosso contrato com o Governo Estadual atinente à Conta CRC e receita financeira correlata e provisão de perdas e pagamentos adiantados de ICMS, despesas, ativos e passivos;

- Nosso contrato com a Forluz, entidade responsável pela administração do fundo de pensão de empregados de nossa companhia relativo ao fundo e saldos correlatos; e

- Nosso contrato com a COPASA, companhia estatal de Minas Gerais, referente a contas a receber de vendas de energia.

- Nosso contrato com a Construtora Andrade Gutierrez S.A. para a construção da Usina Hidrelétrica de Santo Antônio e suas linhas de transmissão.

- Nosso contrato com o Consórcio Iluminas, do qual a Andrade Gutierrez é membro, para a implantação de um lote do programa de ampliação da rede elétrica rural, o Luz Para Todos.

Para uma explanação mais pormenorizada dessas e outras negociações de partes relacionadas, vide as Notas Explicativas 9, 12, 18, 19, 21, 24 e 25 de nossas demonstrações financeiras consolidadas.

Item 8. Informações Financeiras

Demonstrações Financeiras Consolidadas e Demais Informações Financeiras

Favor consultar nossas demonstrações financeiras que constam do início da página F-1 deste documento bem como o “Item 3. Informações Relevantes — Informações Financeiras Consolidadas Selecionadas.”

Processos Judiciais

Somos parte em processos administrativos e judiciais envolvendo questões tributárias, regulatórias, consumeristas, administrativas, ambientais e outras passivos em relação aos nossos negócios. Em conformidade com as regras do IFRS, registramos e divulgamos as quantias agregadas dos processos que em que a chance de perda foi avaliada como “provável”, e divulgamos as quantias agregadas dos processos em que a chance de perda foi avaliada como “possível”; - em ambos os casos, na medida em que esses montantes puderam ser razoavelmente estimados. Para maiores informações em relação a tais contingências, vide as Notas Explicativas das demonstrações financeiras consolidadas.

Questões Regulatórias

Anteriormente a 1993, era garantida às concessionárias de energia elétrica do Brasil uma taxa de retorno sobre investimentos em ativos utilizados na prestação de serviços de energia elétrica a clientes, as tarifas cobradas dos clientes eram uniformes em todo o país, sendo os lucros gerados pelas concessionárias mais lucrativas realocados a concessionárias menos lucrativas, de forma que a taxa de retorno de todas as companhias fosse igual à média nacional. Os déficits experimentados pela maioria das concessionárias de energia elétrica do Brasil eram contabilizados na Conta CRC de cada companhia. Quando a Conta CRC e o conceito de retorno garantido foram abolidos, utilizamos nossos saldos positivos para compensar nossas responsabilidades para com o Governo Federal.

A Aneel instaurou processo administrativo nós, contestando crédito relativo aos referidos saldos positivos. Em 31 de outubro de 2002, a Aneel proferiu decisão administrativa final. Em 9 de janeiro de 2004, a Secretaria do Tesouro Nacional expediu Ofício para a Cemig cobrando o valor de R$516,2 milhões, a ser pago até 30 de janeiro de 2004. Nós impetramos um mandado de segurança com para contestar a legalidade da cobrança e para suspender a sua inclusão no Cadastro Informativo de Créditos Não Quitados do Setor Público, ou o Cadin. O mandado foi indeferido em primeira instância, entretanto foi interposto recurso ao Tribunal Federal da Primeira Região que concedeu medida liminar suspendendo a inclusão do crédito no Cadin. Em 11 de dezembro de 2012, o mandado de segurança e o recurso foram indeferidos com a aprovação do acordo celebrado em 17 de outubro de 2012 entre o Tesouro Nacional e a Cemig, para liquidar a cobrança no valor de aproximadamente R$403 milhões. Para mais informações sobre este acordo, veja Nota 22 das nossas Demonstrações Financeiras.

A Cemig e a Cemig Distribuição são partes em diversos processos que visam a nulidade da cláusula dos Contratos de Fornecimento de Energia Elétrica para iluminação pública, firmados entre nós e os diversos municípios em nossa área de concessão. O processo também visa a restituição da diferença dos valores cobrados nos últimos 20 anos, caso seja reconhecido em juízo que tal cobrança é indevida. O processo se baseia em um alegado equívoco da CEMIG na estimativa de tempo utilizada para o cálculo do consumo de energia elétrica da iluminação pública custeado pela Contribuição de Iluminação Pública (CIP). Em 31 de dezembro de 2012, o valor envolvido nessas ações era de, aproximadamente, R$1,16 bilhão e nós avaliamos a chance de perda como "possível".

A Cemig Geração e Transmissão impetrou Mandado de Segurança requerendo sua habilitação como assistente litisconsorcial passivo em Ação Ordinária ajuizada pela AES Sul contra a Aneel, por meio da qual aquela autora requer a anulação do Despacho Aneel nº 288/2002 que determinou as diretrizes de interpretação da Resolução Aneel nº 290/2000, e assim, modificou a situação da AES Sul Distribuidora, de credora para devedora do Mercado Atacadista de Energia (MAE), antecessor da CCEE. Nosso pedido para se habilitar como assistente litisconsorcial passivo se fundou no fato de que, caso a AES Sul fosse vitoriosa na Ação Ordinária e fosse considerada credora da CCEE, a Cemig Geração e Transmissão teria que pagar o valor requerido pela AES Sul. A Cemig Geração e Transmissão obteve liminar para suspender o depósito determinado em liquidação financeira no valor histórico e foi habilitada como assistente litisconsorcial passivo. Em 31 de dezembro de 2012, o valor envolvido nessas ações era de R$135,1 milhões e a chance de perda foi avaliada como "possível".

Aumentos de Tarifas

A Cemig Distribuição é parte, juntamente com a Aneel, em uma ação civil pública ajuizada pelo Ministério Público Federal objetivando evitar a exclusão de consumidores de serem classificados na subclasse Tarifa Residencial de Baixa Renda e, ainda, requerendo a condenação da Cemig Distribuição no pagamento em dobro da quantia paga em excesso pelos consumidores de baixa renda. A decisão de primeira instância foi favorável ao Ministério Público Federal, e a Cemig Distribuição e a Aneel ajuizaram recurso de apelação perante o Tribunal Regional Federal. A decisão da corte de apelação neste processo está pendente desde março de 2008. Em 31 de dezembro de 2012, o valor envolvido nessa ação era de, aproximadamente, R$132,6 milhões e nós avaliamos a chance de perda como "possível".

A Cemig Distribuição é ré em uma ação civil pública interposta pela Associação Municipal de Proteção ao Consumidor e ao Meio Ambiente – AMPROCOM, que discute os valores das tarifas cobradas pela Companhia após 2002 e sua metodologia, requerendo, ainda, a restituição, a todos os consumidores que foram lesados nos processos de revisão periódica e reajuste anual de energia elétrica no período de 2002 a 2009, dos valores que alegadamente lhes foram indevidamente cobrados. Em 31 de dezembro de 2012, o valor envolvido nessas ações era de R$158,4 milhões e nós avaliamos a chance de perda como "possível".

Impostos e Demais Contribuições

A CEMIG e suas subsidiárias são parte em diversos processos administrativos e judiciais relativos a tributos dentre os quais estas discutem a imposição do Imposto Sobre a Circulação de Mercadorias e Serviços, ou ICMS, Imposto Sobre a Propriedade Territorial Rural, ou ITR, Programa de Integração Social, ou PIS, PASEP, e COFINS (as quais são contribuições sociais impostas sobre o faturamento bruto), Contribuição Social Sobre o Lucro Líquido, ou CSLL, e Imposto de Renda da Pessoa Jurídica, ou IRPJ, dentre outros.

Em 2006, a Companhia Energética de Minas Gerais – CEMIG, a Cemig Geração e Transmissão e a Cemig Distribuição

realizaram pagamentos adiantados a alguns de seus empregados em troca dos direitos de tais empregados a futuros pagamentos, denominados como "Anuênio". Nenhum valor de imposto de renda ou contribuições à Previdência Social foi coletado em relação a esses pagamentos, já que nossa opinião é que os referidos tributos não seriam aplicáveis. Contudo, a Receita Federal instaurou um processo administrativo para cobrar impostos sobre tais pagamentos. Para evitar o risco de multas, a Cemig ingressou com dois mandados de segurança, e obtive decisões desfavoráveis à Companhia na primeira instância. Ajuizadas as devidas apelações, estamos aguardando as decisões da segunda instância. Em 31 de dezembro de 2012, o valor envolvido nessas ações era de, aproximadamente, R$204,3 milhões e nós avaliamos a chance de perda como "possível", haja vista a natureza indenizatória dos adiantamentos realizados aos empregados e a ausência de jurisprudência específica no Tribunal Regional Federal (TRF) da Primeira Região e no Superior Tribunal de Justiça (STJ). Ressaltamos que, no tocante ao Imposto de Renda, tanto o STJ, como o TRF da 1ª Região adotam o entendimento de que não há incidência do imposto em parcelas decorrentes da supressão de vantagens por meio de acordo coletivo, uma vez que tais valores possuem caráter indenizatório.

O INSS instaurou um processo administrativo contra a CEMIG em 2006 no qual alega o não recolhimento da contribuição à seguridade social nos valores pagos aos empregados e diretores como participação de lucros no período entre os anos 2000 e 2004. Em 2007, foi impetrado mandado de segurança buscando obter declaração de que tais pagamentos de participação nos lucros não estavam sujeitos ao pagamento da contribuição à seguridade social. A Companhia recebeu sentença parcialmente favorável em 2008 apenas a respeito da contribuição dos pagamentos da previdência social sujeitos à participação de lucros para os empregados. Nós recorremos e estamos aguardando decisão em segunda instância. Em 31 de dezembro de 2012, o valor envolvido nesse processo era de, aproximadamente, R$519 mil, o que se refere apenas ao pagamento das contribuições à previdência social sobre a participação de lucros paga aos conselheiros e nós avaliamos a chance de perda como "possível".

Somos parte em algumas ações relacionadas às contribuições PIS e COFINS. Em 31 de dezembro de 2012, o valor envolvido nesses processos era de, aproximadamente, R$1,04 bilhão, dos quais R$ 1,02 bilhão está relacionado ao processo em que somos credores e avaliamos a chance de perda foi avaliada como "possível". Se não formos bem-sucedidos nesses processos, não haverá desembolso de dinheiro, pois o valor depositado será convertido em receita para o Governo Federal. Os R$0,02 bilhões restantes estão relacionados a processos judiciais em que avaliamos as chances de perda como "remotas", nos quais os autores exigem a suspensão do repasse das contribuições sociais destinadas ao PIS e à COFINS, por considerar ilegal a sua incidência nas faturas de energia elétrica, arguindo fazer jus à devolução de todos os valores acrescidos de correção monetária e juros legais. Em alguns desses processos é requerida a devolução de 200% do valor cobrado.

A Receita Federal do Brasil instaurou diversos processos administrativos contra a CEMIG, Cemig Geração e Transmissão e Cemig Distribuição, relativamente às contribuições previdenciárias sobre diversas rubricas: participação nos lucros e resultados – PLR, programa de alimentação do trabalhador – PAT, auxílio-educação, pagamentos de hora extra, exposição a risco no ambiente de trabalho, Sest/Senat, multa por descumprimento de obrigação acessória. Nós apresentamos as defesas e aguardamos julgamento. Em 31 de dezembro de 2012, o montante reivindicado nesses processos cuja chance de perda foi avaliada como "possível" totalizava, aproximadamente, R$923 milhões e os processos em que avaliamos as chances de perda como "prováveis" totalizavam, aproximadamente, R$1,4 milhão.

A Cemig e a Cemig Distribuição são partes em diversos processos administrativos e judiciais ajuizados pela Receita Estadual de Minas Gerais, em conjunto com vários consumidores, relacionados a questões de ICMS. Em 31 de dezembro de 2012, o montante reivindicado nesses processos cuja chance de perda foi avaliada como "possível" era de, aproximadamente, R$356 milhões, os processos em que avaliamos as chances de perda como "prováveis" totalizaram, aproximadamente, R$33,6 milhões. Os processo principais, administrativos e judiciais ajuizados pela Receita Estadual de Minas Gerais, estão conforme descrito abaixo.

Algumas das questões discutidas nestes processos são relacionadas a não incidência do ICMS sobre a demanda contratada e não utilizada de eletricidade. Em 31 de dezembro de 2012, os processos em que avaliamos as chances de perda como possíveis totalizaram, aproximadamente, R$37,2 milhões. Nós requeremos a sua exclusão da lide, tendo em vista que a decisão final não produzirá efeitos em relação a ela, uma vez que a CEMIG apenas cumpre a função legal de repassar aos cofres públicos estaduais o ICMS, sendo que em alguns desses processos o pedido tem sido favorável a nós.

A Cemig e a Cemig Distribuição também são partes em processos que discutem o impacto do ICMS sobre o TUSD. Em 31 de dezembro de 2012, os processos em que avaliamos as chances de perda como "prováveis" totalizaram, aproximadamente, R$6,8 milhões e os processos em que avaliamos as chances de perda como "possíveis" totalizaram, aproximadamente, R$275.9 milhões.

A Cemig e a Cemig Distribuidora são partes, em conjunto com diversos consumidores, em diversos processos administrativos e judiciais ajuizados pela Secretaria de Estado da Fazenda de Minas Gerais, por meio dos quais é cobrado o ICMS sobre a transferência de excedente de energia elétrica no período de racionamento de energia. Embora sejamos apenas coobrigados, as decisões no âmbito administrativo foram desfavoráveis a ela, tendo sido o lançamento de crédito tributário julgado procedente. O Estado de Minas Gerais vem executando judicialmente os referidos créditos, na maioria dos casos, apenas contra as empresas contribuintes. Os créditos tributários inscritos em dívida ativa podem, no entanto, constituir óbice para obtenção de certidão comprobatória de regularidade fiscal. Temos ajuizado medida judicial preventiva com pedido de liminar,

visando suspender a exigibilidade desses créditos. Em 31 de dezembro de 2012, os processos em que avaliamos chances de perda como "prováveis" totalizaram, aproximadamente, R$26,6 milhões e os processos em que avaliamos as chances de perda como "possíveis", totalizaram, aproximadamente, R$29,4 milhões.

A Cemig Distribuição é ré em ação civil coletiva de consumo ajuizada pelo IMIDEC – Instituto Mineiro de Defesa do Consumidor), através da qual requer a declaração de inexistência de relação jurídica que obrigue os consumidores ao pagamento do ICMS sobre o total da nota/fatura de energia elétrica na forma como é atualmente calculado. Em 31 de dezembro de 2012, o valor envolvido nesta ação era de, aproximadamente, R$74 milhões e avaliamos as chances de perda foi avaliada como "remotas". Em 14 de fevereiro de 2013, a Cemig recebeu uma decisão favorável em primeira instância.

A Cemig é parte em dois processos relacionados à contribuição ao Finsocial. Em 31 de dezembro de 2012, o valor total envolvido nessas ações era de, aproximadamente, R$99,3 milhões e avaliamos a chance de perda como "possível". Em janeiro de 2013, uma destas ações, cujo montante em 31 de dezembro de 2012 correspondia a R$ 73,7 milhões, teve suas chances de perda reclassificada de "possível" para "remota".

Cemig é parte em duas ações relacionadas ao imposto FINSOCIAL. Em 31 de dezembro de 2012, essas ações, cujo montante totalizava R$ 99,3 milhões, tinham suas chances de perda avaliadas como "possível". Entretanto, em janeiro de 2013, uma destas ações, cujo montante em 31 de dezembro de 2012 correspondia a R$ 73,7 milhões, teve suas chances de perda reclassificada de "possível" para "remota".

A CEMIG, a Cemig Geração e Transmissão e a Cemig Distribuição são partes em diversos processos administrativos cujas respectivas decisões definitivas indeferiram as compensações de créditos dos seguintes tributos: IRPJ, CSLL, PIS e COFINS. Estamos contestando a cobrança desses tributos pelo fisco federal. Em 31 de dezembro de 2012, o valor envolvido nesses processos era de, aproximadamente, R$371 milhões e avaliamos a chance de perda como "possível".

A CEMIG é parte em processo judicial que discutiu pedidos de restituição e compensação de créditos decorrentes de saldos negativos nas Declarações de Informações Econômico-Fiscais da Pessoa Jurídica – DIPJ dos anos-calendário de 1997 a 2000, além de pagamentos a maior, identificados pelos DARF's e DCTF's correspondentes. Em 31 de dezembro de 2012, o valor envolvido nesse processo judicial era de, aproximadamente, R$337,2 milhões, e avaliamos a chance de perda como "possível".

Adicionalmente, nossa subsidiária Light é parte em diversos processos administrativos e judiciais relacionados a tributos envolvendo a imposição de ICMS, CSLL e IRPJ entre outros. Em 31 de dezembro de 2012, o valor envolvido nesses processos com chances de perda avaliadas como "prováveis" totalizou, aproximadamente, R$64 milhões e os processos em que avaliamos as chances de perda como "possíveis" totalizaram, aproximadamente, R$1,06 bilhão (proporcionalmente à porcentagem de nossa participação na Light).

Obrigações Trabalhistas

A CEMIG, Cemig Geração e Transmissão e Cemig Distribuição são rés em diversas ações movidas por nossos empregados e empregados terceirizados. Essas ações são relativas, de modo geral, a horas extras e adicional de periculosidade. Além dessas ações, há outras ações relativas a terceirização de mão de obra, complementação e recálculo de pensões de aposentadoria pela Forluz e ajustes salariais. De acordo com as leis do trabalho brasileiras, os reclamantes devem ajuizar ações para serviços não pagos no prazo de dois anos contados do término do contrato de trabalho (limitado a direitos que surgiram até cinco anos antes do ajuizamento da ação). Em 31 de dezembro de 2012, o valor dos pleitos com chance de perda "provável" era de, aproximadamente, R$80 milhões, e com chance de perda "possível" era de, aproximadamente, R$259 milhões.

Adicionalmente, em junho de 2007, a CEMIG recebeu decisão desfavorável em uma ação civil pública movida pelo Ministério Público do Trabalho no início de 2003, com o objetivo de evitar que a Companhia utilizasse mão-de-obra terceirizada em suas atividades-fim. Na decisão, foi concedido um período de nove meses a contar da decisão para que a CEMIG parasse de contratar empregados mediante a utilização de companhias terceirizadas como intermediárias. Em março de 2008, o Tribunal Superior do Trabalho concedeu uma decisão liminar suspendendo os efeitos da decisão anterior e seus respectivos efeitos até que ela chegue a uma decisão final. Em outubro de 2012, o Superior Tribunal do Trabalho reverteu a sentença do Tribunal Regional do Trabalho absolvendo a Cemig de pagar por danos morais e pelas multas coletivas fixadas. No entanto, como a questão envolve interpretação sobre a constitucionalidade de artigo da lei de concessões (Lei nº 8987/95), há possibilidade de reversão da decisão na Seção de Dissídios Individuais do Superior Tribunal do Trabalho, bem como do Supremo Tribunal Federal ("STF"). Em 31 de dezembro de 2012, o valor envolvido nessa ação, no caso de descumprimento de obrigação de fazer, dano moral coletivo e aplicação de multa era de, aproximadamente, R$55 milhões, e a chance de perda foi avaliada como "possível". Deve-se acrescentar que o valor informado somente será devido em caso de reversão da decisão e caso a Companhia não cumpra a obrigação de fazer no prazo determinado para a substituição da mão de obra terceirizada, qual seja, nove meses. Acreditamos ser improvável o pagamento da penalidade por descumprimento da obrigação de fazer.

Além disso, nossa subsidiária Light é ré em processos trabalhistas. Em 31 de dezembro de 2012, o montante envolvido nestas demandas avaliadas com chance de perda "provável" era de, aproximadamente, R$58 milhões e nas demandas avaliadas

com chance de perda "possível" era de, aproximadamente, R$95 milhões (proporcionalmente à porcentagem de nossa participação na Light).

Questões Ambientais

A CEMIG, a Cemig Geração e Transmissão, a Southern Electric e a FEAM são rés em uma Ação Civil Pública, proposta em 5 de fevereiro de 2007 pela Associação Regional Ambiental de Patrocínio, que teve por objeto pedido de indenização e reparação de danos ambientais causados pela Usina Hidrelétrica de Nova Ponte. Apresentamos defesa e estamos aguardando julgamento. Em 31 de dezembro de 2012, o valor envolvido nesse processo era de, aproximadamente, R$1,6 bilhão, e a chance de perda foi avaliada como "possível".

O Ministério Público do Estado de Minas Gerais ajuizou sete ações civis públicas em desfavor da CEMIG e da Cemig Geração e Transmissão demandando que as Companhias invistam no mínimo 0,5% (meio por cento) do valor da sua receita operacional anual desde 1997 na proteção e na preservação ambiental dos mananciais hídricos dos municípios onde nossas usinas estão localizadas e indenize os Estados proporcionalmente pelo dano ambiental causado como resultado da falha da Cemig em cumprir a lei do Estado de Minas Gerais Nº 12.503/97. Três dessas ações foram julgadas parcialmente procedentes nos tribunais inferiores, com a condenação da CEMIG e Cemig Geração e Transmissão a investir o percentual de 0,5% anual da receita operacional bruta desde 1997 em medidas de preservação e proteção ambiental dos mananciais hídricos existentes no município de Ouro Preto, Uberaba, Água Comprida, Campo Florido, Delta, Veríssimo e Araxá. Interpusemos recurso ao STJ e ao STF, visto que as ações envolvem leis federais e matéria constitucional. Em 31 de dezembro de 2012, o valor envolvido nessas ações era de R$94 milhões, e avaliamos a chance de perda como "possível".

Somos parte em outros diversos processos administrativos e judiciais e demandas envolvendo questões ambientais com relação a determinadas áreas protegidas, licenças ambientais e indenização por danos ambientais, entre outras. Em 31 de dezembro de 2012, os valores envolvidos nesses processos em que avaliamos a chance de perda como provável totalizaram, aproximadamente, R$5,4 milhões e os processos em que avaliamos as chances como "possíveis" totalizaram, aproximadamente, R$7,2 milhões. Esses processos também incluem outras ações civis públicas, nas quais os valores envolvidos não podem ser apurados com precisão, tendo em vista que a maioria destas ações está relacionadas a danos ambientais e requerem indenização, recuperação de áreas degradadas e medidas compensatórias que serão definidas no curso do processo, muitas vezes necessitando de perícia para apuração dos valores. Adicionalmente, como as ações civis públicas se referem a direitos coletivos, ações individuais podem ser apresentadas visando reparações ou danos provenientes de decisões judiciais a serem emitidas mediantes essas ações civis.

Propriedade e responsabilidade

A CEMIG, a Cemig Geração e Transmissão e a Cemig Distribuição são partes em diversos processos e ações administrativas e judiciais, principalmente como rés, referente a imóvel e indenização devida a acidentes ocorridos no curso ordinário dos negócios. Em 31 de dezembro de 2012, os processos em que avaliamos as chances de perda como "prováveis" totalizaram, aproximadamente, R$50,4 milhões e os processos em que avaliamos as chances de perda como "possíveis" totalizaram, aproximadamente, R$79,1 milhões.

Adicionalmente, a Cemig Distribuição é ré em quatro ações nas quais os autores buscam indenizações por danos morais e materiais referentes ao acidente ocorrido em 27 de fevereiro de 2011, na cidade de Bandeira do Sul, decorrente do lançamento de "serpentinas metalizadas" na rede de distribuição de energia elétrica, ocasionando um curto-circuito que rompeu cabos de média tensão, os quais, ao atingirem o solo, acarretaram a morte de 16 pessoas além de dezenas de feridos. As ações legais propostas envolvem 29 familiares de 14 das vítimas fatais e de 2 feridos. Não obstante a inexistência de qualquer atitude da Companhia para a ocorrência do evento, em 31 de dezembro de 2012 avaliamos as chances de perda nas duas ações como "prováveis" e o montante envolvido totalizou, aproximadamente, R$ 4,9 milhões. Em 31 de dezembro de 2012, o valor envolvido as duas outras ações era de aproximadamente R$1 milhão e avaliamos as chances de perda como "possíveis". A maior relevância dessas ações para a CEMIG não se relaciona a impactos financeiros, mas à exposição negativa de sua imagem, uma vez que o acidente foi muito divulgado pela mídia.

Processos de consumidores

A Cemig Distribuição é ré em diversos processos administrativos e judiciais em assuntos relacionados à prestação do serviço de distribuição de eletricidade em ações apresentadas por consumidores, pelo Ministério Público e por outros órgãos de defesa do consumidor, com demandas que variam da descoberta de irregularidades na medição do consumo de eletricidade do consumidor ao corte de fornecimento por falta de pagamento de contas, a acordos de parcelamento de contas, indenização por sofrimento e danos à propriedade devidos a desconexões acidentais, indenização por danos materiais provenientes de queimaduras por aparelhos elétricos domésticos e outros. Em 31 de dezembro de 2012, o valor envolvido nos processos em que avaliamos as chances de perda como "prováveis" totalizou, aproximadamente, R$66 milhões e nos que avaliamos as chances de perda como "possíveis" totalizaram, aproximadamente, R$30 milhões.

Processos no Curso Normal dos Negócios

Além disso, nossa subsidiária Light é parte em diversos processos administrativos e judiciais no curso normal dos negócios, principalmente como ré. Em 31 de dezembro de 2012, o valor dos pleitos com chance de perda "provável" era de, aproximadamente, R$60 milhões, e dos pleitos com chance de perda "possível" era de, aproximadamente, R$67 milhões (proporcionalmente à porcentagem de nossa participação na Light).

Política e Pagamentos de Dividendos

Dividendos Obrigatórios - Prioridade e Valor dos Dividendos

De acordo com nosso Estatuto Social, nossa companhia está obrigada a pagar a seus acionistas, a título de dividendos obrigatórios, 50% do lucro líquido de cada exercício social encerrado em 31 de dezembro, determinado de acordo com a Lei das Sociedades por Ações. Nossas ações preferenciais têm prioridade na destinação do dividendo obrigatório no período em questão. A ordem de prioridade da distribuição de dividendos é a seguinte:

- Dividendo mínimo anual relativo às ações preferenciais: Essas ações têm preferência na hipótese de reembolso de ações, cabendo-lhes um dividendo mínimo anual igual ao valor que for maior entre as seguintes porcentagens:
    - 10% do respectivo valor nominal; ou
    - 3% do valor do patrimônio líquido correspondente às ações.
- Dividendos relativos às ações ordinárias, até a porcentagem mínima com relação às ações preferenciais.

Se após o pagamento do dividendo ordinário, sobejar parcela do valor do dividendo obrigatório, o saldo remanescente deverá ser distribuído em bases iguais e proporcionais à totalidade das ações preferenciais e das ações ordinárias.

Sem prejuízo do dividendo obrigatório, com início no exercício social de 2005, a cada dois anos, ou intervalo menor, caso permita a posição de caixa da Companhia, distribuiremos dividendos extraordinários, até o limite do caixa disponível, conforme determinado pelo Conselho de Administração, nos termos do Plano Diretor Estratégico da Companhia e da política de dividendos especificada no plano.

Os dividendos anuais declarados serão pagos em duas parcelas iguais, a primeira até 30 de junho e a segunda até 30 de dezembro de cada ano. Os dividendos extraordinários deverão ser pagos conforme decisão do conselho de administração.

Nos termos da Lei Brasileira das Sociedades por Ações, o Conselho de Administração poderá declarar dividendos intermediários, sob a forma de juros sobre o capital, a serem pagos com utilização dos lucros acumulados, reservas de lucro ou lucro registrado em demonstrações financeiras semestrais ou trimestrais. Qualquer dividendo intercalar pago poderá ser computado no cálculo do dividendo a ser pago no exercício social em que o dividendo intercalar tenha sido pago.

Nos exercícios sociais nos quais não tivermos lucro suficiente que nos possibilite pagar dividendos aos detentores de ações preferenciais e ordinárias, o Estado de Minas Gerais garante dividendo mínimo de 6% do valor nominal das ações preferenciais ou ações ordinárias, respectivamente, por ano, com relação a todas as ações da Companhia emitidas até 5 de agosto de 2004 e detidas por pessoas físicas.

Valores Disponíveis para Distribuição

O valor disponível para distribuição é calculado com base nas demonstrações financeiras preparadas de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil e os procedimentos descritos abaixo.

Os dividendos obrigatórios são calculados com base no *lucro líquido corrigido*, definido como lucro líquido após a adição ou subtração: (a) dos valores destinados à reserva legal, (b) dos valores destinados à constituição das reservas para contingências e reversão das mesmas reservas constituídas em exercícios sociais anteriores, e (c) de quaisquer lucros a realizar transferidos à respectiva reserva, e quaisquer lucros anteriormente registrados nessa reserva que tenham sido realizados no exercício social e utilizados para compensar perdas.

Somos obrigados a manter reserva legal, à qual devem ser destinados 5% do lucro líquido de cada exercício social até que o valor total da reserva seja igual a 20% da totalidade do capital integralizado da Companhia. No entanto, não somos obrigados a fazer qualquer destinação à reserva legal com relação a qualquer exercício social em que o montante da reserva legal e das outras reservas de capital constituídas exceder de 30% da totalidade do capital social integralizado da Companhia. Quaisquer eventuais prejuízos líquidos poderão ser levados a débito da reserva legal.

Nos termos da Lei Brasileira das Sociedades por Ações, o lucro em subsidiárias ou coligadas informado segundo o método da equivalência patrimonial, e o lucro auferido com vendas a prazo, realizável após o término do exercício social seguinte, também são considerados lucros a realizar.

O total das reservas de lucros (com exceção da reserva para contingências com relação a perdas previstas e a reserva de lucros a realizar), a reserva legal, as reservas especiais, a reserva para projetos de investimento, e lucros acumulados não poderão ser superiores ao capital social da Companhia. O valor excedente de nosso capital social deverá ser utilizado para aumentá-lo ou para ser distribuído como dividendo em dinheiro.

Nos termos da Lei Brasileira das Sociedades por Ações e do Estatuto Social de nossa companhia, os dividendos não reclamados no prazo de três anos contados da data em que tenham sido distribuídos são revertidos para a nossa companhia.

Juros sobre o Capital Próprio

Nos termos da legislação brasileira, podemos pagar juros sobre o capital próprio como alternativa à distribuição de dividendos aos acionistas. Os recursos distribuídos como juros sobre o capital próprio qualificam-se para fins de cálculo do dividendo mínimo estabelecido no Estatuto Social. Esses valores poderão ser pagos em dinheiro, podendo a Companhia tratá-los como uma despesa para fins de apuração de imposto de renda e contribuição social. O valor total pago em juros sobre o capital próprio está limitado ao resultado obtido com a aplicação ao patrimônio líquido da Companhia da Taxa de Juros de Longo Prazo (TJLP), publicada pelo BNDES, não podendo exceder do maior entre (i) 50% do lucro líquido (antes dos impostos para contribuição social sobre o lucro líquido, imposto de renda e dedução dos juros sobre o capital próprio) para o período com relação ao qual o pagamento é efetuado; ou (ii) 50% dos lucros acumulados na data de início do período com relação ao qual o pagamento é efetuado. Os acionistas que não sejam residentes no Brasil deverão registrar-se no Banco Central de forma que o produto em moeda estrangeira decorrente de seus pagamentos de dividendo, de juros sobre o capital ou de venda ou demais valores relativamente às suas ações possam ser a eles remetido para fora do Brasil. As ações preferenciais subjacentes às nossas ADSs de ações preferenciais e as ações ordinárias subjacentes às nossas ADSs de ações ordinárias são detidas no Brasil pelo banco custodiante, na qualidade de agente do banco depositário, o qual é o titular registrado das ações.

Câmbio

Os pagamentos de dividendos e distribuições em dinheiro serão efetuados em reais ao custodiante em favor do banco depositário, o qual posteriormente converterá esses recursos em dólares dos Estados Unidos e fará com que esses dólares dos Estados Unidos sejam entregues ao banco depositário para distribuição a detentores de ADRs. Na hipótese de o custodiante ser incapaz de converter imediatamente os reais recebidos a título de dividendos em dólares dos Estados Unidos, o montante em dólares dos Estados Unidos a ser pago a detentores de ADRs poderá ser prejudicado pelas desvalorizações do real ocorridas antes da conversão e remessa dos aludidos dividendos. O real desvalorizou aproximadamente 9,93% em relação ao dólar dos Estados Unidos em 2012. Veja a seção "Item 3 – Informações Relevantes – Fatores de Risco – Riscos Relativos ao Brasil – O Governo Federal exerce influência significativa sobre a economia brasileira. As condições políticas e econômicas podem causar impacto direto sobre o nosso negócio".

Os dividendos relativos às ações preferenciais e ações ordinárias pagos a detentores que não sejam residentes no Brasil, inclusive detentores de ADSs de ações preferenciais e ADSs de ações ordinárias, de modo geral, não estão sujeitos ao imposto de retenção na fonte brasileiro, embora os pagamentos de juros sobre o capital próprio fiquem geralmente sujeitos a imposto retido na fonte. Veja a seção "Item 10. Informações Adicionais - Tributação - Considerações sobre Impostos no Brasil - Tributação de Dividendos" e "Considerações sobre Impostos Norte-Americanos" e "Tributação de Distribuições". Não existe qualquer data de registro específica na qual o banco depositário determinará a taxa de câmbio a ser utilizada quando da conversão dos dividendos em dinheiro ou outras distribuições em dinheiro. Nos termos da Segunda Alteração e Consolidação dos Contratos de Depósito, o banco depositário provisionará os recursos a serem convertidos em dólares dos Estados Unidos quando do recebimento do aviso dos dividendos em dinheiro ou outras distribuições em dinheiro.

Histórico de Pagamentos de Dividendos

A tabela a seguir apresenta o histórico recente de declarações de dividendos e juros sobre o capital próprio de nossas ações ordinárias e preferenciais. Para cada exercício na tabela, o pagamento dos dividendos ocorreu durante o exercício posterior à declaração. Para os períodos indicados, os dividendos pagos por ação ordinária e por ação preferencial foram os mesmos. Vide a seção "Item 3. Informações Relevantes — Informações Financeiras Consolidadas Selecionadas".

Histórico de Declaração de Dividendos e Juros sobre o Capital (1)

Ano do Dividendo	Ações Ordinárias		Ações Preferenciais	
	(R$)(2)	(US$)(3)	(R$)(2)	(US$)(3)
2010	493.480.655	313.659.604	635.507.345	403.932.718
2011	894.679.142	491.096.246	1,151.394.858	632.009.473
2012 (4)	1.275.989.756	635.611.335	1,642.117.243	817.991.154

(1) De acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil, os dividendos e juros sobre o capital são contabilizados no exercício no qual são declarados como correspondentes, se tais dividendos ou juros foram anteriormente aprovados.
(2) Os valores em reais são expressos em reais nominais.
(3) Os valores em dólares dos Estados Unidos são calculados pela divisão do valor de dividendos pagos, expressos em reais nominais, pela taxa do *Federal Reserve Board* nas respectivas Datas de Registro 29 de abril de 2011, 27 de abril de 2012 e 19 de abril de 2013.
(4) Os dividendos de 2012 foram aprovados nas assembleias gerais ordinária e extraordinária realizadas em 30 de abril de 2013. Os dividendos de 2012 serão pagos em duas parcelas iguais em junho de 2013 e dezembro de 2013.

Mudanças Significativas

Eventos subsequentes:

a) Emissão de Debêntures pela Cemig D (Distribuição)

Em março de 2013, a Cemig Distribuição concluiu sua terceira emissão pública de debêntures: emitindo 2.160.000 sem garantia, não conversíveis, em três séries, com valor nominal unitário de R$1.000 na data de emissão (15 de fevereiro de 2013), para um total de R$2.16 bilhões.. As receitas líquidas da emissão foram usadas para resgate totalmente as Notas Promissórias da quinta e da sexta emissão da Cemig Distribuição, ocorridas em 13 de janeiro de 2012, por seu valor nominal total mais juros a serem pagos, e para investimentos em infraestrutura de distribuição. Cemig Distribuição emitiu 410.817 debêntures da primeira série, 1.095.508 debêntures da segunda série e 653.675 debêntures da terceira série, com vencimento em 5, 8 e 12, respectivamente, anos da data de emissão. As debêntures da primeira série pagarão juros iguais à taxa CDI mais 0,69; as debêntures da segunda e terceira séries terão seu valor nominal atualizado pelo IPCA, publicado pelo Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE) e pagarão juros anuais de 4,70% e 5,10%, respectivamente. A acionista controladora, Cemig Holding, ofereceu uma garantia financeira para a 3ª emissão de debêntures da Cemid D.

Em 1º de fevereiro de 2013, a Companhia emitiu uma carta de crédito bancário (CCD)em favor do Banco do Brasil, no valor de R$200 milhões para as receitas em compra de eletricidade. A carta tem vencimento de 721 dias e juros anuais de 99,5% da taxa CDI, garantida por recebíveis das faturas de vendas da Companhia.

b) Transferência de Controle

A Resolução de Autorização nº 3845 de 15 de janeiro de 2013, publicada na *Gazeta Oficial* federal nº 12 de 17 de janeiro de 2013, autorizou: a reestruturação de participação societária da Taesa, subsidiária de controle conjunto da Cemig Geração e Transmissão, por meio de absorção de STE e ATE na Unisa, e subsequente e imediata absorção da NTE e Unisa na Taesa, resultando nas transferências das respectivas concessões das companhias absorvidas; e na transferência do controle da ATE II e ATE III pela Unisa para a Taesa. Os detentores das concessões têm 120 dias para implantar as transferências; 30 dias, após a implantação, os documentos de prova da transferência devem ser apresentados; e as partes tem 60 (sessenta) dias para assinar os aditivos aos Contratos de Concessão afetados pelas transações.

c) Aquisição da participação da Suzano no Consórcio Capim Branco Energia

Em 12 de março de 2013, a Cemig Capim Branco., uma subsidiária integral, assinou o contrato final com a Suzano para a venda da participação da Suzano no Consórcio Capim Branco Energia. O preço total acertado, sujeito a quaisquer ajustes, para a participação de 17,8947% da Suzano no Consórcio foi de R$ 320 milhões. Desse total, a porcentagem pertencente à Cemig Capim Branco, de 30,3030% representa aproximadamente R$97 milhões.

d) Aprovação da Operação de Reestruturação Societária com a Taesa

Em complemento ao disposto no Fato Relevante de 17 de maio de 2012, a Aneel aprovou, em 09 de abril de 2013, as transferências, para a Transmissora Aliança de Energia Elétrica S.A. (“Taesa”), dos controles societários das seguintes concessionárias de transmissão:

(1) **Transferência direta da participação controladora:**

Empresa Catarinense de Transmissão de Energia S.A. – ECTE
Empresa Regional de Transmissão de Energia S.A. – ERTE
Empresa Norte de Transmissão de Energia S.A. – ENTE
Empresa Paraense de Transmissão de Energia S.A. – ETEP
Empresa Amazonense de Transmissão de Energia S.A. – EATE e
Empresa Brasileira de Transmissão de Energia S.A. – EBTE

(ii) Transferência indireta da participação controladora (pela Cemig e sua subsidiária integral Cemig Geração e Transmissão S.A. – Cemig GT)

Sistema de Transmissão Catarinense S.A. – STC
Lumitrans – Companhia Transmissora de Energia
Empresa Santos Dumont de Energia S.A. – ESDE, e
Empresa de Transmissão Serrana – ETSE

A conclusão da transferência dos ativos nesta reestruturação ainda está sujeita à anuência dos bancos financiadores, incluindo, em particular, do Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social – BNDES.

A Taesa desembolsará, na data da conclusão da reestruturação, o valor de R$1.732 milhão, corrigido pelo CDI a partir de 31 de dezembro de 2011, descontados dividendos e/ou juros sobre o capital próprio declarados, pagos ou não.

e) Resultado da 3ª Revisão Tarifária da CEMIG Distribuição SA.

A ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica, em reunião pública realizada em 05 de abril de 2013, divulgou o resultado da 3ª Revisão Tarifária que acarretará o reposicionamento positivo nas tarifas da CEMIG Distribuição SA. Tais tarifas passam a vigorar a partir de 08 de abril de 2013, sendo que o impacto médio percebido pelos consumidores será um aumento de 2,99%, em decorrência do próprio processo revisional e dos componentes financeiros associados.

Nesta decisão, a ANEEL já está aplicando os efeitos do Decreto 7.945/12, que dispõe sobre a utilização de recursos da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) para atenuar os custos de aquisição de energia das distribuidoras junto à Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), em função das condições hidrológicas desfavoráveis, com consequente acionamento das usinas termelétricas, e reduzir, em decorrência, o impacto do reajuste tarifário, limitando-o em 3%. O montante que exceda tal percentual será repassado através de parcela única até o décimo dia útil, a contar da publicação de Despacho da ANEEL. Tais recursos oriundos da CDE serão ressarcidos pelos consumidores em até cinco anos, corrigidos pelo IPCA.

Conforme memória de cálculo recebida pela Cemig após homologação do resultado da Revisão Tarifária na reunião da Diretoria da ANEEL, a Base de Remuneração Regulatória Líquida foi de R$5.512 milhões e a Base de Remuneração Regulatória Bruta de R$15,356 milhões.

f) Aumento do Capital Social e Bonificação de Ações da Cemig

Comunicamos aos nossos acionistas que o Conselho de Administração, em reunião realizada no dia 26 de março de 2013, deliberou propor à Assembleia Geral de Acionistas a realizar-se no dia 30 de abril de 2013:

A aprovação do aumento do capital social de R$4.265 milhões para R$4.813 milhões, através da emissão de 109.654.157 novas ações, com valor nominal de R$5,00 (cinco reais) cada uma, mediante a capitalização de R$548 milhões da Reserva de Capital – Doações e Subvenções para Investimentos, distribuindo-se aos acionistas das ações preferenciais e ordinárias, em consequência, uma bonificação de 12,85%, em ações novas, da mesma espécie das antigas e do valor nominal de R$5,00 (cinco reais).

Farão jus ao citado benefício todos os acionistas detentores de ações no dia 30 de abril de 2013. As ações passarão a ser negociadas "ex-" direito à bonificação a partir do dia imediatamente posterior à realização da aludida Assembleia. As ações provenientes da bonificação serão creditadas em 07 de maio de 2013 e não terão direito aos dividendos propostos para o exercício social de 2012.

Item 9. A Oferta e a Listagem

Mercado de Negociação

O principal mercado de negociação de nossas ações preferenciais é a BM&FBovespa. Nossas ADSs de ações preferenciais, cada uma delas representando uma ação preferencial em 31 de dezembro de 2012 são negociadas na NYSE, sob o

símbolo "CIG" desde 18 de setembro de 2001. Antes dessa data, nossas ADSs de ações preferenciais eram negociadas no mercado de balcão, ou OTC, dos Estados Unidos. As ADSs de ações preferenciais são comprovadas por ADRs de ações preferenciais emitidos pelo Citibank, N.A., como depositário, de acordo com a Segunda Alteração e Consolidação do Contrato de Depósito, datado de 10 de agosto de 2001, conforme aditado em 11 de junho de 2007, celebrado entre nossa companhia, o depositário e os detentores e titulares de ADSs de ações preferenciais evidenciados pelos ADRs de ações preferenciais emitidos de acordo com seus termos. Em 31 de dezembro de 2012, existiam aproximadamente 135.382.355 ADSs de ações preferenciais em circulação (cada uma delas representando uma ação preferencial), representando aproximadamente 28,76% de nossas 470.993.832 ações preferenciais (*Free Float*).

O principal mercado de negociação de nossas ações ordinárias é a BM&FBovespa. Nossas ADSs de ações ordinárias, cada uma delas representando uma ação ordinária em 31 de dezembro de 2012 são negociadas na NYSE, sob o símbolo "CIG.C" desde 12 de junho de 2007, quando estabelecemos um programa de *American Depositary Shares* para nossas ações ordinárias. As ADSs de ações ordinárias são comprovadas por ADRs de ações ordinárias emitidos pelo Citibank, N.A., como depositário, de acordo com o Contrato de Depósito, datado de 12 de junho de 2007, celebrado entre nossa companhia, o depositário e os detentores e titulares de ADSs de ações ordinárias evidenciadas pelos ADRs de ações ordinárias emitidos de acordo com seus termos. Em 31 de dezembro de 2012, existiam aproximadamente 1.059.917 ADSs de ações ordinárias (cada uma delas representando uma ação ordinária), representando 0,58% de nossas 182.792.315 ações ordinárias em circulação (*Free Float*).

Em 19 de abril de 2013, o preço de fechamento por ação preferencial na BM&FBovespa foi R$24,99 e o fechamento do preço por ADS de ação preferencial na NYSE foi US$14,47.

Em 19 de abril de 2013, o preço de fechamento por ação ordinária na BM&FBovespa foi R$24,61 e o preço de fechamento por ADS de ação ordinária na NYSE foi US$11,66.

Constam do quadro abaixo os preços de venda máximos e mínimos divulgados para as ações preferenciais e ordinárias na BM&FBovespa e de ADSs de ações preferenciais e ordinárias na NYSE nos períodos indicados.

Período	Ações Ordinárias (1)		ADSs de Ações Ordinárias (1)		Ações Preferenciais (2)		ADSs de Ações Preferenciais (2)	
	Preço em R$ Nominais		Preço em US$		Preço em R$ Nominais		Preço em US$	
	Alta	Baixa	Alta	Baixa	Alta	Baixa	Alta	Baixa
2008	11,69	7,34	12.84	6.08	15,27	9,65	16.16	7.91
2009	12,03	7,73	11.54	5.90	16,82	11,49	15.36	7.69
2010	12,29	9,97	10.99	7.72	17,06	13,72	14.22	10.24
2011	17,19	11,56	13.59	7.59	21,27	15,46	16.04	11.11
2012	29,19	16,99	17.20	10.48	33,94	19,27	20.08	10.80
2011								
1º Trimestre	13,91	11,56	10.56	9.32	18,51	15,46	14.16	12.16
2º Trimestre	15,68	13,79	12.09	11.75	19,93	18,16	16.04	14.34
3º Trimestre	15,74	13,22	12.61	7.90	19,86	16,73	15.96	11.34
4º Trimestre	17,64	13.15	13.59	7.59	21,85	16,09	13.90	11.11
2012								
1º Trimestre	24,49	16,99	15.79	11.71	28,79	20,96	18.67	14.43
2º Trimestre	28,65	24,14	17.17	11.88	32,78	28,77	20.08	16.89
3º Trimestre	29,19	18,18	17.20	14.63	33,94	20,82	19.86	12.12
4º Trimestre	21,90	18,00	12.74	10.48	23,00	19,27	12.87	10.80
2013								
1º Trimestre	22,74	20,90	11.35	10.30	23,68	20,61	11.87	10.17
Novembro de 2012	19,42	18,00	11.23	10.48	21,74	19,27	11.84	10.80
Dezembro de 2012	21,90	18,46	12.74	10.53	21,90	18,46	12.87	10.80
Janeiro de 2013	22,26	20,90	11.28	10.30	23,68	20,61	11.48	10.17
Fevereiro de 2013	22,74	21,00	11.35	10.57	23,54	21,70	11.87	11.01
Março de 2013	24,80	22,29	13.00	11.25	25,85	22,20	13.09	11.22
Abril de 2013 (3)	24,61	22,85	12.05	11.58	24,99	23,22	12.47	11.54

Em 2 de maio de 2008, pagamos uma bonificação de 2,02% sobre as ações ordinárias, resultando em um ajuste no preço por ação ordinária. Em 8 de maio de 2008, um ajuste correspondente foi feito às ADSs de ações ordinárias, pela emissão de ADSs de ações ordinárias adicionais, resultando em um ajuste no preço por ADS de ações ordinárias. Em 29 de maio de 2009, pagamos uma

bonificação de 25,00% sobre as ações ordinárias, resultando em um ajuste no preço por ação ordinária. Em 14 de maio de 2009, um ajuste correspondente foi feito às ADSs de ações ordinárias, pela emissão de ADSs de ações ordinárias adicionais, resultando em um ajuste no preço por ADS de ações ordinárias. Em 29 de maio de 2010, pagamos uma bonificação de 10,00% sobre as ações ordinárias, resultando em um ajuste no preço por ação ordinária. Em 10 de maio de 2010, um ajuste correspondente foi feito às ADSs de ações ordinárias, pela emissão de ADSs de ações ordinárias adicionais, resultando em um ajuste no preço por ADS de ações ordinárias. Em 30 de abril de 2012, um dividendo de ações de 25,00% foi pago sobre ações ordinárias, resultando em um ajuste no preço por ação ordinária. Em 11 de maio de 2012, um ajuste correspondente foi feito no ADS de ações ordinárias por meio da emissão de ADSs de ações ordinárias adicionais, resultando em um ajuste no preço por ADS de ações ordinárias. Em 7 de maio de 2013, sujeita à aprovação dos acionistas na Assembleia Geral do dia 30 de abril de 2013, um dividendo de 12,85% será pagos sobre as ações ordinárias, resultando em um ajuste ao preço das ações ordinárias. Em 14 de maio de 2013, também sujeito à aprovação dos acionistas na Assembleia Geral do dia 30 de Abril de 2013, um ajuste correspondente ao número de ADSs das ações ordinárias será feito através da emissão adicional de ADS de ações ordináriass, resultando em um ajuste no preço das ADSs de ações ordinárias.

(2) Em 2 de maio de 2008, pagamos uma bonificação de 2,02% sobre as ações preferenciais, resultando em um ajuste no preço por ação preferencial. Em 8 de maio de 2008, um ajuste correspondente foi feito às ADSs de ações preferenciais, pela emissão de ADSs de ações preferenciais adicionais, resultando em um ajuste no preço por ADS de ações preferenciais. Em 29 de abril de 2009, pagamos uma bonificação de 25,00% sobre as ações preferenciais, resultando em um ajuste no preço por ação preferencial. Em 14 de maio de 2009, um ajuste correspondente foi feito às ADSs de ações preferenciais, pela emissão de ADSs de ações preferenciais adicionais, resultando em um ajuste no preço por ADS de ações preferenciais. Em 29 de abril de 2010, pagamos uma bonificação de 10,00% sobre as ações preferenciais, resultando em um ajuste no preço por ação preferencial. Em 10 de maio de 2010, um ajuste correspondente foi feito às ADSs de ações preferenciais, pela emissão de ADSs de ações ordinárias adicionais, resultando em um ajuste no preço por ADS de ações ordinárias. Em 30 de abril de 2012, um dividendo de ações ordinárias de 25,00% foi pago sobre as ações preferenciais, resultando em um ajuste no preço por ação preferencial. Em 11 de maio 2012, um ajuste correspondente foi feito nos ADSs de ações preferenciais por meio da emissão de ADSs de ações preferenciais, resultando em um ajuste no preço por ADS de ações preferenciais. Em 7 de maio de 2013, sujeita à aprovação dos acionistas na Assembleia Geral do dia 30 de abril de 2013, as ações preferenciais serão bonificadas em 12,85%, resultando em um ajuste ao preço das ações preferenciais. Em 14 de maio de 2013, também sujeito à aprovação dos acionistas na Assembleia Geral do dia 30 de Abril de 2013, um ajuste correspondente ao número de ADSs das ações preferenciais será feito através da emissão adicional de ADS de ações preferenciais, resultando em um ajuste no preço das ADSs de ações preferenciais.

(3) Até 19 de abril de 2012.

Desde 12 de julho de 2002, nossos recibos depositários têm sido negociados na LATIBEX, sob o símbolo “XCMIG”. A LATIBEX é um mercado de negociação eletrônico criado em 1999 pela Bolsa de Valores de Madri a fim de facilitar o mercado de negociação de Valores Mobiliários da América Latina em Euros.

Negociação na BM&FBovespa

As ações preferenciais e ações ordinárias são negociadas na BM&FBovespa, única Bolsa de Valores Brasileira que negocia ações. A negociação na BM&FBovespa está restrita a sociedades corretoras a ela associadas e a um número limitado de entidades autorizadas. A CVM e a BM&FBovespa possuem poderes discricionários para suspender a negociação de ações de um determinado emissor em certas circunstâncias.

As negociações das ações preferenciais ou ações ordinárias na BM&FBovespa são liquidadas em três dias úteis a contar da data da negociação. A entrega e o pagamento de ações são efetuados por meio de uma câmara de compensação separada que mantém contas em nome das sociedades corretoras. O vendedor deve usualmente entregar as ações à bolsa no segundo dia útil após a data de negociação. A câmara de compensação da BM&FBovespa é a Companhia Brasileira de Liquidação e Custódia (CBLC).

A fim de melhor controlar a volatilidade, a BM&FBovespa adotou o mecanismo de suspensão do pregão (*circuit breaker*) em conformidade com o qual os pregões podem ser interrompidos (i) pelo prazo de 30 minutos sempre que o índice dessa bolsa de valores apresentar queda de mais de 10% em relação ao índice registrado no pregão anterior; (ii) por uma hora, se o índice da bolsa cair 15% ou mais em relação ao índice registrado no pregão anterior, após a reabertura da negociação; e (iii) por determinado período a ser definido pela BM&FBovespa, se o índice dessa bolsa cair 20% ou mais em relação ao índice registrado no pregão anterior, após a reabertura da negociação.

A BM&FBovespa é menos líquida do que a NYSE e demais bolsas de porte do mundo. Em 31 de dezembro de 2012, a capitalização de mercado global das 364 companhias listadas na BM&FBovespa era equivalente a aproximadamente R$2,52 trilhões e as 10 maiores companhias listadas na BM&FBovespa representaram aproximadamente 50% da capitalização de mercado total de todas as companhias listadas. Embora qualquer das ações em circulação de uma companhia listada possa ser negociada na BM&FBovespa, na maioria dos casos, menos da metade das ações listadas encontram-se efetivamente disponíveis para negociação pelo público. O restante dessas ações é detido por pequenos grupos de controladores, entes públicos ou um único

acionista principal.

Nossas ações preferenciais e ordinárias possuem liquidez diária na BM&FBovespa e nunca sofreram suspensão em sua negociação nos últimos cinco anos, exceto pela utilização, pela BM&FBovespa, do mecanismo de *circuit breaker* em algumas poucas ocasiões em 2008 com relação à negociação de todas as ações listadas na BM&FBovespa.

Desde outubro de 2001, somos membros do Nível 1 de Governança Corporativa da BM&FBovespa. As regras referentes a esse segmento de governança corporativa estão incluídas no Regulamento do Nível 1 de Governança Corporativa, aditado em 21 de março de 2011 pela BM&FBovespa e aprovado pela CVM. Esta revisão de regras entrou em vigor em 10 de maio de 2011. Entre as obrigações incluídas nesses regulamentos, estamos obrigados a:

- apresentar nossas demonstrações de posição financeira consolidadas, Formulário de Demonstrações Financeiras Padronizadas (“DFP”); demonstração do resultado consolidado, Demonstrações Financeiras Trimestrais (“ITR”) e o Formulário de Referência;

- incluir, nas notas explicativas às nossas Demonstrações Financeiras Trimestrais (ITR), uma nota explicativa sobre transações com partes relacionadas, contendo as divulgações fornecidas nas regras contábeis aplicáveis às demonstrações financeiras anuais;

- divulgar, no Formulário de Referência, qualquer participação societária direta ou indireta por tipo e classe que ultrapasse 5% de cada tipo e classe do capital social da Companhia, ao nível de acionistas individuais, assim que a Companhia receber essas informações;

- divulgar a quantidade de ações em circulação e sua respectiva porcentagem em relação ao total de ações emitidas, que deve ser representativa de, no mínimo, 25% do nosso capital social;

- divulgar, até 10 de dezembro de cada ano, um cronograma anual de eventos corporativos contendo pelo menos a data de (a) atos e eventos corporativos, (b) reuniões públicas com analistas e outras partes aplicáveis e (c) divulgação de informações financeiras agendadas para o próximo exercício fiscal. Qualquer mudança nos eventos agendados deve ser informada à BM&FBovespa e ao público com pelo menos cinco dias de antecedência;

- realizar pelo menos uma reunião anual com analistas de mercado e quaisquer outras partes interessadas;

- preparar, divulgar e apresentar à BM&FBovespa uma política de negociação de valores mobiliários e um código de conduta que estabeleça os valores e princípios que norteiam a Companhia;

- estabelecer que a duração do mandato de nosso conselho de administração não deve exceder dois anos, com a possibilidade de reeleição;

- ter pessoas diferentes ocupando os cargos de presidente do conselho de administração e de diretor-presente ou principal executivo de nossa companhia; e

- adotar mecanismos que permitam dispersão de capital em quaisquer ofertas públicas de ações;

- Incluir em nosso estatuto cláusulas obrigatórias exigidas pela BM&FBOVESPA até 10 de maio de 2014 (as quais nós já implementamos);

Divulgação de Transações por Pessoas com Acesso a Informações Privilegiadas

A legislação brasileira sobre valores mobiliários requer que nossos acionistas controladores, administradores, membros de nosso Conselho Fiscal e qualquer outro órgão técnico ou consultivo divulguem a nós, à CVM e à BM&FBovespa o número e tipos de valores mobiliários emitidos por nós, nossas subsidiárias e nossas controladoras que sejam possuídos por eles ou por pessoas proximamente relacionadas a eles e quaisquer mudanças em suas respectivas posições acionárias durante os 12 meses precedentes. A informação relativa à negociação de tais valores mobiliários (quantidade, preço e data de aquisição) deve ser divulgada pela Companhia para a CVM e a BM&FBovespa dentro de 10 dias após o final do mês no qual ocorreram, ou do mês no qual os administradores da Companhia foram empossados.

Divulgação de Ato ou Fato Relevante

Segundo a legislação brasileira sobre valores mobiliários, devemos divulgar qualquer ato ou fato relevante relacionado a nossos negócios à CVM e à BM&FBovespa. Também nos é exigido publicar um anúncio de tais atos ou fatos relevantes. Um ato ou fato é considerado relevante se ele possui um impacto relevante: no preço de nossos valores mobiliários, na decisão dos

investidores de comprar, vender ou manter nossos valores mobiliários ou na decisão dos investidores de exercer quaisquer direitos como titulares de quaisquer de nossos valores mobiliários. Sob circunstâncias extraordinárias, nós podemos enviar à CVM um pedido de tratamento confidencial de certos atos ou fatos relevantes.

A negociação em bolsas de valores brasileiras por não residentes no Brasil está sujeita a limitações nos termos da legislação brasileira sobre investimento estrangeiro. Veja a seção “Item 10. Informações Adicionais - Controles Cambiais”.

Regulamentação dos Mercados de Valores Mobiliários Brasileiros

Os mercados de valores mobiliários brasileiros são regidos pela Lei nº 6.385 datada de 7 de dezembro de 1976 e pela Lei Brasileira das Sociedades por Ações, cada qual, conforme alterada e complementada, assim como pelos regulamentos editados pela CVM, pelo CMN e pelo Banco Central, que possui, entre outros, poderes para autorizar o exercício de atividades de sociedades corretoras, e que regula investimentos estrangeiros e operações de câmbio.

Nos termos da Lei Brasileira das Sociedades por Ações, as companhias podem ser abertas, como a nossa empresa, ou fechadas. Todas as companhias abertas como a nossa encontram-se registradas na CVM e estão sujeitas a exigências de prestação de informações. Nossas ações são negociadas na BM&FBovespa, podendo, contudo, ser negociadas em transação privada, observadas certas limitações. O mercado de balcão brasileiro é composto por negociações diretas e negociações entre pessoas físicas em que instituição financeira registrada na CVM atua como intermediária.

Temos a opção de pedir a suspensão de negociação de nossos valores mobiliários na BM&FBovespa na expectativa de divulgação de fato relevante. A negociação também poderá ser suspensa por iniciativa da BM&FBovespa ou da CVM, entre outros motivos, com base em convicção ou devido à convicção de que a companhia prestou informações inadequadas sobre fato relevante ou forneceu respostas inadequadas a questionamentos feitos pela CVM ou pela bolsa de valores.

A lei brasileira prevê restrições gerais sobre a prática de negociação desleal e manipulação de mercado, embora, no Brasil, existam poucos exemplos de ações de execução, e o precedente judicial não seja tão bem definido como em outros países.

A negociação na BM&FBovespa por não residentes no Brasil está sujeita a limitações nos termos da legislação tributária e de investimentos estrangeiros do Brasil. O custodiante brasileiro das ações preferenciais ou das ações ordinárias deverá obter registro do Banco Central do Brasil para poder remeter recursos dos Estados Unidos para o exterior visando aos pagamentos de dividendos, de quaisquer outros desembolsos em dinheiro ou, quando da alienação das ações, a fim de remeter o produto da venda a ela relacionada. Na hipótese de um detentor de ADSs de ações preferenciais permutar suas ADSs de ações preferenciais por ações preferenciais ou um detentor de ADSs de ações ordinárias permutar suas ADSs de ações ordinárias por ações ordinárias, o detentor terá direito de continuar a se basear no certificado de registro do banco depositário pelo prazo de cinco dias úteis contados da permuta. Subsequentemente, o detentor talvez não seja capaz de obter e remeter dólares dos Estados Unidos para o exterior quando da alienação das ações preferenciais ou das ações ordinárias ou distribuições relativas às ações preferenciais e às ações ordinárias, a menos que o detentor requeira e obtenha novo certificado de registro. Veja a seção “Item 10. Informações Adicionais – Controles Cambiais”.

Item 10. Informações Adicionais

Memorando de Constituição e Estatuto Social

Estatuto Social

Somos uma companhia de economia mista registrada de acordo com as leis do Brasil. O número de registro conferido à nossa companhia pela Junta Comercial do Estado de Minas Gerais é 31300040127. Segue abaixo resumo de algumas disposições significativas (i) do nosso Estatuto Social, conforme alterado pela assembleia geral extraordinária realizada em 27 de dezembro de 2012, e (ii) da Lei Brasileira das Sociedades por Ações. A descrição de nosso Estatuto Social aqui especificado não pretende ser completa e está discriminada por referência a nosso estatuto, que está arquivado como um anexo a este relatório anual.

Objeto e Finalidade

Conforme descrito no Artigo 1º de nosso Estatuto Social, fomos constituídos com quatro principais objetivos: (i) construir, operar e explorar sistemas de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica bem como comércio de serviços de energia elétrica e serviços correlatos; (ii) desenvolver atividades comerciais no ramo de energia; (iii) prestar serviços de consultoria a empresas no Brasil e no exterior, relacionados ao nosso setor; e (iv) desempenhar quaisquer atividades que possam ser conduzidas direta ou indiretamente com relação a nosso objeto social, incluindo o desenvolvimento de sistemas de informação e telecomunicação.

Ações Preferenciais

Os detentores de ações preferenciais têm direito a pagamento de dividendo mínimo de 10% ao ano por ação preferencial, calculado sobre seu valor nominal ou de 3% do valor patrimonial líquido correspondente a cada ação preferencial. Os detentores de nossas ações preferenciais também gozarão, em relação a qualquer outra classe de ações, de preferência na hipótese de reembolso de ações. As ações preferenciais não conferem direito de voto a seu titular nas assembleias gerais.

Subscrição de Ações

As ações adquiridas pelo Governo Estadual, que deverá manter a maioria de nossas ações com direito de voto, serão integralizadas de acordo com a Lei Brasileira das Sociedades por Ações. As ações adquiridas pelos demais acionistas (sejam pessoas físicas sejam jurídicas) serão integralizadas de acordo com deliberação da assembleia geral que deliberar a matéria.

O artigo 171 da Lei Brasileira das Sociedades por Ações estabelece que cada acionista possua direito de preferência genérico na subscrição de novas ações ou de valores mobiliários conversíveis em ações emitidos em qualquer aumento de capital, na proporção de seu percentual de participação acionária, exceto na hipótese do exercício de qualquer opção para adquirir ações de nosso capital social. Os acionistas devem exercer seus direitos de preferência no prazo de 30 dias a contar da publicação do aviso de aumento de capital.

Na hipótese de aumento de capital, os detentores de ADSs de ações preferenciais, que representam ações preferenciais, e detentores de ADSs de ações ordinárias, que representam ações ordinárias, terão direitos de preferência na subscrição somente das novas ações preferenciais ou ações ordinárias, conforme o caso, emitidas na proporção de seus percentuais de participação acionária, mas poderão não ser capazes de exercer esses direitos em razão de limitações impostas pela lei de valores mobiliários dos Estados Unidos. Veja a seção "Item 3. Fatores de Riscos - Riscos Relativos às Ações Preferenciais, Ações Ordinárias, ADSs de Ações Preferenciais e ADSs de Ações Ordinárias – O investidor poderá não ser capaz de exercer direitos de preferência relativos aos nossos valores mobiliários".

Acionistas Não Controladores

Nosso Estatuto Social estabelece que detentores de ações preferenciais e de ações ordinárias minoritários têm direito de eleger um membro e um suplente para o Conselho de Administração, respectivamente, em votação separada, conforme mais pormenorizadamente descrito em "– Direitos de Acionistas – Direitos de Acionistas Minoritários".

Dividendos

Para explanação mais pormenorizada de nossa política de dividendos, Veja a seção "Item 8. Informações Financeiras – Política e Pagamentos de Dividendos".

Assembleias Gerais

As assembleias gerais são realizadas para os fins previstos em lei, conforme consta da Lei Brasileira das Sociedades por Ações. As assembleias gerais ordinárias são realizadas dentro dos quatro primeiros meses do exercício social e são convocadas mediante aviso prévio de 15 dias. A Lei Brasileira das Sociedades por Ações também prevê que os atos elencados a seguir sejam aprovados exclusivamente em assembleia geral:

- reforma de nossos estatutos sociais;
- aumentos ou diminuições de nosso capital social emitido ou subscrição de novas ações;
- eleição de membros de nosso Conselho de Administração e de nosso Conselho Fiscal;
- autorização da emissão de debêntures conversíveis ou de quaisquer outros valores mobiliários conversíveis;
- suspensão do exercício dos direitos do acionista que tenha violado a Lei Brasileira das Sociedades Anônimas ou nosso Estatuto Social;
- aprovação de qualquer fusão ou incorporação com outra companhia na qual nós não sejamos a companhia remanescente ou uma cisão;
- aceitação ou rejeição da avaliação de bens com que o acionista concorrer para a formação do capital social;
- aprovação da transformação de nossa companhia em sociedade limitada ou em sociedade de qualquer outra natureza;
- aprovação de qualquer dissolução ou liquidação da companhia e nomeação e destituição do respectivo liquidante julgando-lhe as contas;

- qualquer medida relativa à falência ou concordata;
- aprovação dos relatórios financeiros em uma base anual;
- cancelamento do registro junto à CVM como uma companhia controlada pelo poder público ou cancelamento da listagem de nossas ações ordinárias da BM&FBovespa, exceto no caso de uma oferta pública de privatização.

Como regra geral, o voto afirmativo de acionistas que representem no mínimo a maioria de nossas ações ordinárias emitidas e em circulação, presentes, pessoalmente ou representados por procuração, em assembleia geral será necessário para aprovar ou ratificar qualquer medida proposta, não sendo levadas em conta as abstenções. No entanto, o voto afirmativo de acionistas que representem metade de nosso capital social emitido e em circulação será exigido para:

- criar ações preferenciais ou aumentar de modo desproporcional uma classe existente de ações preferenciais relativa a outras classes de ações, a menos que a medida seja prevista ou autorizada por nosso Estatuto Social;
- modificar preferência, prerrogativa ou condição de resgate ou amortização conferida a uma ou mais classes de ações preferenciais, ou criar nova classe com maiores prerrogativas do que as classes existentes de ações preferenciais;
- reduzir o percentual de dividendos obrigatórios;
- alterar nosso objeto social;
- operações de incorporação ou fusão de nossa companhia com outras companhias;
- cisão de parte de nosso ativo ou passivo;
- aprovar nossa participação em grupo de companhias;
- requerer cancelamento de nosso estado de liquidação;
- aprovar nossa dissolução; e
- aprovar a incorporação de todas as nossas ações para outra companhia de forma a nos colocar como uma subsidiária integral desta outra companhia (incorporação de ações).

Os acionistas poderão ser representados em assembleia geral por procurador constituído a não mais que um ano da data da assembleia. Para estar habilitado a representar o acionista em assembleia geral, o procurador deverá ser acionista, um de nossos diretores ou conselheiros ou advogado. Em companhias abertas, como a nossa, o procurador também pode ser instituição financeira.

Observadas as disposições da Lei Brasileira das Sociedades por Ações e de nosso Estatuto Social, nosso Conselho de Administração poderá comumente convocar nossas assembleias gerais. As assembleias também poderão ser convocadas:

- pelo Conselho Fiscal, caso o Conselho de Administração deixe de convocar assembleia geral no prazo de um mês a contar da data em que lhe tiver sido solicitado que o faça, nos termos das leis aplicáveis, ou assembleia geral extraordinária no caso em que matérias graves e urgentes afetem nossa companhia; qualquer acionista, sempre que os diretores deixarem de convocar assembleia geral no prazo de 60 dias da data em que lhe tiver sido solicitado que o faça pela Lei Brasileira das Sociedades por Ações ou por nosso Estatuto Social; e
- por acionistas detentores de no mínimo 5% (cinco por cento) de nosso capital social, se nosso Conselho de Administração deixar de convocar assembleia no prazo de oito dias contados do recebimento de pedido desses acionistas para convocação da assembleia com indicação das matérias a serem discutidas ou para instalação do Conselho Fiscal.

Conselho de Administração

Nosso Estatuto Social determina que nosso Conselho de Administração deverá ser composto por 14 conselheiros e 14 suplentes. Um conselheiro será designado presidente e outro conselheiro será designado vice-presidente.

Cabe ao nosso Conselho de Administração, entre outras funções:

- fixar a orientação geral dos negócios de nossa companhia;
- eleger e destituir diretores;
- deliberar sobre a alienação ou constituição de ônus sobre bens do ativo permanente de nossa companhia ou a prestação de garantias a terceiros, de valor de pelo menos R$14 milhões;
- autorizar, mediante proposta da Diretoria, a venda ou constituição de garantias reais com relação ao nosso ativo permanente e a prestação por nossa companhia de qualquer garantia fidejussória a quaisquer terceiros em valor

superior a R$14 milhões.

- deliberar, mediante proposta da Diretoria, sobre empréstimos, financiamentos, atos ou outros negócios jurídicos a serem celebrados por nossa companhia, de valor superior a R$14 milhões;
- convocar a Assembleia Geral;
- fiscalizar a gestão da Diretoria, examinando nossos livros e papéis e solicitando informações sobre os contratos celebrados ou em via de celebração e sobre quaisquer outros fatos ou atos administrativos que julgar de seu interesse;
- manifestar-se previamente em relação ao relatório da administração e responsabilidades do Conselho de Administração, a serem submetidos à aprovação da Assembleia Geral Ordinária;
- aprovar nossas demonstrações financeiras anuais ou trimestrais;
- escolher e destituir os auditores independentes;
- autorizar, mediante proposta da Diretoria, a abertura ou dispensa de concorrência para aquisição de bens ou serviços com valor de pelo menos R$14 milhões;
- autorizar, mediante proposta da Diretoria, a instauração de ações judiciais e administrativas por conta de nossa companhia e a solução de questões judiciais e extrajudiciais em que nossa companhia esteja envolvida, com valor de pelo menos R$14 milhões;
- aprovar a emissão de valores mobiliários (debêntures, *commercial papers* e notas promissórias, entre outros) nos mercados de capitais local e internacional;
- delegar à Diretoria poderes para autorizar a assinatura de contratos de comercialização de energia elétrica ou prestação de serviços de distribuição e transmissão, nos termos da legislação;
- aprovar o plano estratégico anual de longo prazo da CEMIG, o plano estratégico de implementação plurianual, o orçamento anual, bem como quaisquer alterações ou revisões dos mesmos;
- estabelecer, anualmente, as diretrizes e os limites, incluindo limites financeiros, para gastos com pessoal, incluindo concessão de benefícios e celebração de contratos coletivos de trabalho, observada a competência da assembleia geral de acionistas e de acordo com o orçamento anual aprovado;
- autorizar o exercício de direito de preferência no âmbito de acordos de acionistas ou de voto em subsidiárias integrais, sociedades sob controle compartilhado, sociedades afiliadas e consórcios nos quais a CEMIG participa, exceto no caso da Cemig Distribuição e da Cemig Geração e Transmissão, com relação às quais a competência para deliberar sobre esses assuntos será da assembleia geral de acionistas; e
- aprovar as declarações de voto em assembleias gerais de acionistas e orientações de voto em reuniões de conselhos de administração de subsidiárias integrais, sociedades sob controle compartilhado, sociedades afiliadas e consórcios nos quais a CEMIG participa, quando relacionada à participação no capital de outras sociedades ou consórcios, sendo que as decisões devem, em qualquer hipótese e não apenas com relação a assuntos relacionados à participação no capital de outras companhias ou consórcios, observar os termos do Estatuto Social, do plano estratégico de longo prazo e do plano estratégico de implementação plurianual.

Nos termos da Lei Brasileira das Sociedades por Ações, conselheiros de companhias geralmente têm certos deveres equivalentes àqueles impostos nos termos das leis da maioria dos estados dos Estados Unidos, incluindo um dever de lealdade para com a companhia, um dever de não negociar em causa própria e o dever de usar de atenção na administração dos assuntos da companhia. Nossos conselheiros e diretores poderão ser considerados responsáveis por quebra do dever para conosco e para com nossos acionistas e poderão estar sujeitos a ações judiciais em procedimentos instaurados por órgãos governamentais ou nossos acionistas.

Não existem em nosso Estatuto Social disposições relativas (i) ao poder do conselheiro para votar propostas ou contratos nos quais tenha interesse relevante, (ii) aos poderes para tomar empréstimo que possam ser exercidos pelos conselheiros, (iii) aos limites de idade para aposentadoria de membros do conselho, e (iv) ao número de ações necessário para qualificação de conselheiros.

O presidente e o vice-presidente do Conselho de Administração serão escolhidos por seus pares em sua primeira reunião que se realizará após a eleição de seus membros, cabendo ao vice-presidente substituir o presidente em suas ausências ou impedimentos para exercício de suas funções.

Nossos acionistas têm a competência para determinar a remuneração dos conselheiros na assembleia geral de acionistas em que os conselheiros forem eleitos.

Direitos de Acionistas

Estendemos aos nossos acionistas todos os direitos prescritos na legislação brasileira. Nosso Estatuto Social está em conformidade com a Lei Brasileira das Sociedades por Ações.

Direitos Essenciais

O artigo 109 da Lei Brasileira das Sociedades por Ações estabelece que as companhias não poderão privar seus acionistas de certos direitos em algumas circunstâncias. Esses direitos de acionistas incluem:

- direito de participar dos lucros sociais;
- direito de participar do acervo da companhia em caso de liquidação;
- direito de fiscalizar, na forma prevista na Lei Brasileira das Sociedades por Ações, a gestão dos negócios sociais;
- direito de preferência na subscrição de novas ações ou valores mobiliários conversíveis em ações ressalvadas exceções previstas pela Lei Brasileira das Sociedades por Ações e nosso Estatuto Social; e
- direito de retirar-se da sociedade nos casos previstos na Lei Brasileira das Sociedades por Ações.

Direitos de Voto

Via de regra, somente nossas ações ordinárias conferem direito de voto a seus detentores, sendo que cada ação ordinária confere direito a um voto. Detentores de ações preferenciais adquirem o direito de voto se, durante três exercícios sociais consecutivos, deixarmos de pagar um dividendo fixo ou mínimo ao qual as ações preferenciais têm direito. Se um portador de ações preferenciais adquire direitos de voto dessa forma, tais direitos serão iguais aos direitos de voto de um portador de ação ordinária e continuará a tê-los até que o dividendo seja pago. Não existe nenhuma restrição sobre o direito de um detentor de ações ordinárias ou de ações preferenciais exercer o direito de voto com referência a tais ações em razão de tal acionista ser não residente no Brasil ou um cidadão de um país que não o Brasil. No entanto, detentores de ADSs de ações preferenciais somente deverão votar as ações preferenciais subjacentes por meio do depositário, conforme os termos da Segunda Alteração e Consolidação do Contrato de Depósito, e os detentores de ADSs de ações ordinárias somente deverão votar as ações ordinárias subjacentes por meio do depositário, conforme os termos do Contrato de Depósito de ADSs de Ações Ordinárias. Em qualquer circunstância em que os detentores de ações preferenciais têm o direito de voto, cada ação preferencial dará o direito a um voto a seu titular.

Direitos de Resgate

Nossas ações ordinárias e ações preferenciais não poderão ser resgatadas, ressalvando-se que o acionista dissidente tem direito, nos termos da Lei Brasileira das Sociedades por Ações, de obter resgate com base em deliberação aprovada em assembleia geral por acionistas que representem pelo menos 50% das ações com direito de voto, deliberação essa para:

- criar uma nova classe de ações preferenciais ou aumentar uma classe existente de ações preferenciais desproporcionalmente em relação às demais classes de ações (a menos que tais atos sejam previstos ou autorizados pelo estatuto social);
- modificar uma preferência, prerrogativa ou condição de resgate ou amortização conferida a uma ou mais classes de ações preferenciais, ou criar uma nova classe com privilégios maiores do que os das classes existentes de ações preferenciais;
- reduzir a distribuição obrigatória de dividendos;
- alterar nosso objeto social;
- proceder à incorporação de nossa companhia por outra companhia ou à fusão de nossa companhia;
- transferir a totalidade de nossas ações a outra companhia de forma a nos tornar subsidiária integral de tal companhia;
- aprovar a aquisição do controle de outra companhia por preço que exceda de certos limites estabelecidos na Lei Brasileira das Sociedades por Ações;
- aprovar nossa participação em grupo de sociedades conforme definição contida na Lei Brasileira das Sociedades por Ações; ou
- na hipótese de a companhia resultante de (a) incorporação, (b) transferência de ações conforme descrito no item (6) supra ou (c) cisão efetuada por nossa companhia não se tornar companhia listada dentro de 120 dias a contar da assembleia na qual tal decisão tiver sido tomada.

Somente detentores de ações prejudicados pelas alterações mencionadas nos itens (1) e (2) supra, poderão exigir que nossa companhia resgate suas ações. O direito de resgate mencionado nos itens (5), (6) e (8) supra apenas poderá ser exercido se nossas ações não satisfizerem certos índices de liquidez por ocasião da deliberação do acionista. O direito de resgate caducará 30 dias a contar da publicação da ata da assembleia de acionistas pertinente, a menos que, no caso dos itens (1) e (2) supra, a deliberação esteja sujeita a confirmação pelos detentores de ações preferenciais (que deverá ser efetuada em assembleia geral extraordinária a ser realizada dentro de um ano), caso em que o prazo de 30 dias será contado a partir da publicação da ata da assembleia geral extraordinária.

Nossa companhia fará jus a reconsiderar qualquer ato que dê ensejo a direitos de resgate dentro de 10 dias a contar da expiração de tais direitos caso o resgate de ações de acionistas dissidentes coloque em risco nossa estabilidade financeira. A Lei N^{o} 9.457, datada de 5 de maio de 1997, que alterou a Lei Brasileira das Sociedades por Ações, contém disposições que, entre outras coisas, restringem os direitos de resgate em certos casos e permitem às companhias resgatar suas ações por seu valor econômico, observadas certas exigências. Nosso Estatuto Social atualmente não prevê que nosso capital social poderá ser resgatado por seu valor econômico e, por conseguinte, qualquer resgate de acordo com a Lei Brasileira das Sociedades por Ações seria efetuado no mínimo pelo valor contábil por ação, determinado com base no último balanço patrimonial aprovado pelos acionistas, ficando estipulado que, caso a assembleia geral que der ensejo a direitos de resgate tenha ocorrido mais de 60 dias a contar da data do último balanço patrimonial aprovado, o acionista terá direito de exigir que suas ações sejam avaliadas com base em novo balanço patrimonial de data que caia no período de 60 dias contados da assembleia geral.

Direitos de Acionistas Não Controladores

A Lei Brasileira das Sociedades por Ações estabelece que aos acionistas que sejam titulares de, no mínimo, 5% das ações representativas do capital social de uma companhia são conferidos, entre outros, os seguintes direitos:

- direito de exigir que os livros da companhia sejam colocados à disposição para exame, sempre que esses acionistas suspeitarem que a legislação brasileira ou o Estatuto Social da companhia tenham sido violados ou que irregularidades tenham sido cometidas pela administração da companhia;
- direito de convocar assembleias gerais, em certas circunstâncias, sempre que os conselheiros ou diretores da companhia, conforme o caso, deixarem de assim proceder; e
- direito de ajuizar ação de indenização em face dos conselheiros ou diretores, conforme o caso, por perdas e danos causados ao patrimônio da companhia, sempre que for deliberado na assembleia geral que tal pedido de indenização não será apresentado.

Os acionistas não controladores que possuem, individualmente ou em conjunto, nossas ações ordinárias (tendo em vista que pelo menos 10% da totalidade de nossas ações ordinárias são detidas por acionistas não controladores), e também detentores de nossas ações preferenciais têm direito de nomear um membro do Conselho Fiscal e um suplente. Todos os acionistas têm direito de comparecer às assembleias gerais.

A Lei Brasileira das Sociedades por Ações também prevê que os acionistas minoritários que detêm (i) ações preferenciais representativas de no mínimo 10% da totalidade das ações com direito de voto da companhia ou (ii) ações ordinárias representativas de no mínimo 15% do capital social votante da companhia, terão o direito de nomear um membro e um suplente para o Conselho de Administração. Caso nenhum detentor de ações ordinárias ou preferenciais atenda a esses patamares, os detentores de ações ordinárias ou preferenciais representativas de no mínimo 10% da totalidade do capital social terão direito de combinar suas detenções para nomear um membro e um suplente do Conselho de Administração.

Alterações nos Direitos dos Acionistas

Deverá ser realizada uma assembleia geral de acionistas sempre que a Companhia pretender alterar os direitos dos detentores de nossas ações ordinárias ou ações preferenciais. Nos termos da Lei Brasileira das Sociedades por Ações, as alterações propostas deverão ser aprovadas pela maioria da classe afetada. Certas alterações relacionadas aos direitos de ações sem direito a voto, incluindo ações preferenciais, tais como alteração no pagamento ou dos direitos de voto, poderão resultar no exercício de direitos de avaliação pelos detentores de ações afetadas.

Fechamento do Capital e Baixa de Registro na BM&FBovespa

O cancelamento de nosso registro como companhia aberta, deverá ser precedido por oferta pública por parte de nossos acionistas controladores ou de nossa própria companhia para aquisição da totalidade de nossas ações à época em circulação, observadas as condições abaixo:

- o preço oferecido pelas ações objeto da oferta pública deverá ser o valor de mercado dessas ações, conforme estabelecido pela Lei Brasileira das Sociedades por Ações; e

- os acionistas que detiverem mais de dois terços de nossas ações em circulação tenham expressamente concordado com a decisão de nossa companhia de se tornar companhia fechada ou tenham aceitado a oferta.

De acordo com a Lei Brasileira das Sociedades por Ações, o preço justo será pelo menos igual à nossa avaliação, conforme determinado por um ou mais dos seguintes métodos de avaliação: valor contábil, valor contábil líquido avaliado tomando por referência o preço de mercado, fluxo de caixa descontado, múltiplos, preço de nossas ações no mercado ou qualquer outro método de avaliação aceito pela CVM. Esse preço da oferta poderá ser revisado caso seja contestado no prazo de 15 dias a contar de sua publicação por detentores de pelo menos 10% de nossas ações em circulação, mediante solicitação enviada à nossa administração requerendo que seja convocada assembleia geral extraordinária para o fim de decidir se serão pedidas novas avaliações com emprego do mesmo método de avaliação ou de outro método de avaliação. Nossos acionistas que pedirem nova avaliação e os que aprovarem tal pedido nos reembolsarão pelos custos incorridos caso a nova avaliação seja mais baixa do que a avaliação contestada. Contudo, caso a segunda avaliação seja mais alta, o autor da oferta terá a opção de dar continuidade à oferta com o novo preço ou de retirar a oferta.

Arbitragem

Nos termos da Lei Brasileira das Sociedades por Ações e respectiva regulamentação, litígios entre acionistas estarão sujeitos à arbitragem se previsto no estatuto social da companhia. Atualmente, nosso Estatuto Social não prevê arbitragem.

Contratos Relevantes

Para informações relativas a contratos relevantes, Veja a seção "Item 4. Informações sobre a Companhia" e "Item 5. Análise e Perspectivas Operacionais e Financeiras".

Controles Cambiais

Não há restrições à titularidade de ações preferenciais ou ações ordinárias de instituições não financeiras por parte de pessoas jurídicas domiciliadas fora do Brasil. No entanto, o direito de converter pagamentos de dividendos e os recursos da venda de ações preferenciais ou ações ordinárias em moeda estrangeira e remeter esses valores para fora do Brasil está sujeito a restrições nos termos da legislação que rege os investimentos estrangeiros que exige, de modo geral, entre outras coisas, que se registre o investimento no Banco Central e na CVM.

Investimentos em ações preferenciais por meio da propriedade de ADSs de ações preferenciais, ou em ações ordinárias por meio da propriedade de ADSs de ações ordinárias, deverão ser realizados de acordo com o Anexo V da Resolução CMN nº 1.289, conforme alterada pela Resolução CMN nº 1.927, também conhecida como Normas do Anexo V. Os investimentos diretos em ações preferenciais mediante o cancelamento de ADSs de ações preferenciais, ou em ações ordinárias mediante o cancelamento de ADSs de ações ordinárias, podem ser realizados por investidores estrangeiros ao amparo da Lei nº 4.131 de 3 de setembro de 1962 ou da Resolução CMN nº 2.689 de 26 de janeiro de 2000, que efetivamente permitem que investidores estrangeiros registrados invistam em praticamente todos os instrumentos do mercado de capitais no Brasil e concedem tratamento fiscal favorável a todos os investidores estrangeiros registrados e habilitados nos termos da Resolução CMN nº 2.689 que não sejam residentes em paraíso fiscal, conforme definição contida na legislação tributária brasileira.

Nos termos da Resolução CMN nº 2.689, os investidores estrangeiros podem investir em quase todos os ativos financeiros e participar de quase todas as transações disponíveis nos mercados financeiro e de capitais brasileiros, contanto que certas exigências sejam atendidas. De acordo com a Resolução CMN nº 2.689, a definição de investidor estrangeiro inclui pessoas físicas, pessoas jurídicas, fundos mútuos e demais entidades de investimento coletivo que sejam domiciliados ou tenham sede no exterior.

Os valores mobiliários e demais ativos financeiros detidos pelos investidores enquadrados na Resolução nº 2.689 deverão ser registrados ou mantidos em contas de depósito, ou sob custódia de entidade devidamente licenciada pelo Banco Central ou pela CVM. Além disso, qualquer transferência de valores mobiliários que sejam mantidos de acordo com a Resolução nº 2.689 deverá ser efetuada por intermédio das bolsas de valores ou mercados de balcão organizados licenciados pela CVM, ressalvada a transferência resultante de reestruturação societária fora do Brasil ou que ocorra quando da morte de investidor estrangeiro por força de lei ou testamento.

Os detentores de ADSs de ações preferenciais ou ADSs de ações ordinárias que não tenham registrado seu investimento no Banco Central poderão ser adversamente impactados por atrasos ou recusas na concessão de qualquer aprovação governamental necessária a conversões de pagamentos efetuados em reais e remessas ao exterior desses valores convertidos.

O Regulamento do Anexo V prevê a emissão de *depositary receipts* em mercados estrangeiros com relação às ações de emissores brasileiros. As ADSs de ações preferenciais foram aprovadas nos termos do Regulamento do Anexo V pelo Banco Central e pela CVM, e as ADSs de ações ordinárias foram aprovadas pela CVM (uma vez que a autorização do Banco Central não é mais necessária).

Certificados de registro eletrônico foram emitidos em nome do Citibank, N.A., o banco depositário, relativamente às ADSs de ações preferenciais e às ADSs de ações ordinárias, e são mantidos pela Citibank Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários S.A., o custodiante brasileiro das ações preferenciais e ações ordinárias por conta do banco depositário. Esses certificados de registro eletrônico são registrados por intermédio do Sistema de Informações do Banco Central. Nos termos dos certificados de registro, o custodiante e o banco depositário são capazes de converter dividendos e demais distribuições ou o produto da venda das ações preferenciais representadas pelas ADSs de ações preferenciais e das ações ordinárias representadas pelas ADSs de ações ordinárias em moeda estrangeira e remeter o respectivo produto para fora do Brasil.

Caso o titular de ADSs de ações preferenciais permute tais ADSs de ações preferenciais por ações preferenciais, ou um titular de ADSs de ações ordinárias permute tais ADSs de ações ordinárias por ações ordinárias, o titular terá direito de contar com o certificado de registro do banco depositário durante cinco dias úteis após a permuta. Em seguida, o titular não poderá converter em moeda estrangeira e remeter para o exterior os ganhos auferidos com a alienação ou distribuição relativa às ações preferenciais ou ordinárias, a menos que o titular seja um investidor devidamente qualificado nos termos da Resolução nº 2.689 mediante registro junto à CVM e ao Banco Central e nomeie um representante no Brasil. Caso não esteja registrado, o titular estará sujeito a tratamento fiscal menos favorável no Brasil do que um titular de ADSs de ações preferenciais ou ADSs de ações ordinárias. Independentemente da qualificação nos termos da Resolução nº 2.689, os residentes em paraísos fiscais estão sujeitos a tratamento fiscal menos favorável do que outros investidores estrangeiros. Veja a seção "—Tributação — Considerações sobre Impostos no Brasil".

Nos termos da legislação brasileira em vigor, o Governo Federal poderá impor restrições temporárias à remessa de capital estrangeiro para o exterior na hipótese de sério desequilíbrio ou previsão de sério desequilíbrio da balança de pagamentos do Brasil. Por aproximadamente nove meses em 1989 e início de 1990, o Governo Federal congelou todas as remessas de dividendos e repatriação de capital detidos pelo Banco Central e devidos a investidores estrangeiros, a fim de conservar as reservas cambiais do Brasil. Esses valores foram subsequentemente liberados de acordo com determinações do Governo Federal. Não podemos garantir que o Governo Federal não imporá restrições similares a repatriações estrangeiras no futuro.

Tributação

O resumo abaixo contém descrição de determinadas consequências de imposto de renda federal dos Estados Unidos e do Brasil relativamente à compra, titularidade e alienação de ações preferenciais, ações ordinárias, ADSs de ações preferenciais ou ADSs de ações ordinárias por uma pessoa dos Estados Unidos, conforme definido na Seção 7701(a)(30) do Código Tributário Federal *(Internal Revenue Code*) de 1986, ou por um detentor que, de outro modo, ficará sujeito a imposto de renda federal dos Estados Unidos com base no lucro líquido no que toca a ações preferenciais, ações ordinárias, ADSs de ações preferenciais ou ADSs de ações ordinárias, ao qual nos referimos como detentor norte-americano, não pretendendo, porém, constituir descrição abrangente de todas as considerações fiscais que possam ser relevantes à decisão de adquirir ações preferenciais, ações ordinárias, ADSs de ações preferenciais ou ADSs de ações ordinárias. Em especial, o presente resumo trata somente dos detentores norte-americanos que deterão ações preferenciais, ações ordinárias, ADSs de ações preferenciais ou ADSs de ações ordinárias como bens de capital, não abordando o tratamento fiscal dado a detentores norte-americanos que detêm ou são tratados como detentores de 10% ou mais das ações com direito a voto da Companhia ou que poderão ficar sujeitos a normas fiscais específicas, tais como bancos ou outras instituições financeiras, companhias de seguro, companhias de investimento regulado, corretoras de valores mobiliários ou moedas, negociantes de valores mobiliários que escolham remarcar o mercado, "entidades de transferência" tais como sociedades ou pessoas que deterão ações preferenciais, ações ordinárias, ADSs de ações preferenciais ou ADSs de ações ordinárias como parte de uma operação de *hedging*, operações de venda construtiva, transação envolvendo compra de opções de ações ou de sua conversão em ações, para fins fiscais, bem como pessoas que possuam como moeda funcional outras que não sejam dólares americanos. Adicionalmente, o referido resumo não descreve quaisquer implicações no âmbito da lei estadual ou local norte-americana ou do imposto federal ou do imposto sobre doações ou . Acionistas nos EUA devem pedir orientação a seus próprios consultores fiscais sobre esses assuntos.

O sumário baseia-se na legislação tributária do Brasil e dos Estados Unidos vigente na presente data, a qual está sujeita a alterações com eventual efeito retroativo e a diferentes interpretações. Os adquirentes em potencial de ADSs de ações preferenciais ou ADSs de ações ordinárias são encorajados a consultar seus próprios tributaristas relativamente às consequências fiscais brasileiras, norte-americanas ou demais consequências fiscais resultantes da compra, titularidade e alienação de ações preferenciais, ações ordinárias, ADSs de ações preferenciais ou ADSs de ações ordinárias, incluindo, em especial, o efeito de qualquer legislação tributária estrangeira, estadual ou municipal.

Embora não exista nenhum tratado atualmente em vigor que disponha sobre o imposto de renda entre o Brasil e os Estados Unidos, as autoridades fiscais desses países travaram entendimentos que poderão resultar em tal tratado. Não se pode garantir, entretanto, se ou quando algum tratado passará a vigorar, nem de que maneira afetará os detentores norte-americanos de ações preferenciais, ações ordinárias, ADSs de ações preferenciais ou ADSs de ações ordinárias.

Considerações sobre Impostos no Brasil

Geral – A explanação a seguir resume as principais consequências fiscais brasileiras importantes da aquisição, titularidade e alienação de ações preferenciais, ações ordinárias, ADSs de ações preferenciais ou ADSs de ações ordinárias, conforme o caso, por detentor que não seja domiciliado no Brasil, ao qual nos referimos como detentor não brasileiro para efeito de tributação no Brasil. No caso do detentor de ações preferenciais ou de ações ordinárias, presumimos que o investimento esteja registrado no Banco Central. A explanação a seguir não trata de todas as considerações sobre tributos brasileiros aplicáveis a qualquer detentor não brasileiro em particular. Portanto, cada detentor não brasileiro deve consultar seu próprio consultor fiscal relativamente às consequências fiscais brasileiras do investimento em nossas ações preferenciais, ações ordinárias, ADSs de ações preferenciais ou ADSs de ações ordinárias.

Tributação de Dividendos — Os dividendos pagos por nossa companhia, incluindo dividendos na forma de ações e demais dividendos pagos em bens ao depositário com relação às ações preferenciais ou ações ordinárias, ou a detentor não brasileiro com relação às ações preferenciais ou ações ordinárias, atualmente são isentos da retenção de imposto na fonte no Brasil, na medida em que tais dividendos se refiram a lucros obtidos até 1º de janeiro de 1996. Os dividendos referentes a lucro gerado antes de 1º de janeiro de 1996 encontram-se sujeitos a retenção de imposto na fonte a diversas alíquotas, dependendo do ano em que o lucro tenha sido gerado.

Pagamentos de Juros sobre o Capital Próprio — A Lei nº 9.249 datada de 26 de dezembro de 1995, conforme alterada, permite que companhias brasileiras efetuem distribuições aos acionistas de juros sobre o capital próprio. Essas distribuições podem ser pagas em moeda corrente. Esses pagamentos representam despesa dedutível da base de cálculo do imposto de renda e da contribuição social da companhia. Esses juros estão limitados à mais baixa comparação de valores entre a variação *pro rata die* da taxa de juros de longo prazo do Governo Federal, conforme apurada pelo Banco Central de tempos em tempos, aplicada ao patrimônio líquido da Companhia e o que for maior entre:

- 50% do lucro líquido (após a contribuição social sobre lucro líquido e antes da provisão para imposto de renda de pessoa jurídica, e dos montantes atribuídos aos acionistas como juros sobre o capital próprio) referente ao período em que o pagamento seja efetuado; ou
- 50% da soma dos lucros acumulados e reservas de lucros na data do início do período com relação ao qual o pagamento seja efetuado.

Qualquer pagamento de juros sobre o capital próprio aos acionistas (incluindo os detentores de ADSs de ações preferenciais referentes a ações preferenciais e ADSs de ações ordinárias referentes a ações ordinárias) ficará sujeito à retenção de imposto na fonte à alíquota de 15%, ou 25% se o detentor não brasileiro é domiciliado em jurisdição que não exija imposto de renda ou na qual a alíquota máxima do imposto de renda seja inferior a 20%, ou ainda na qual a legislação local imponha restrições à divulgação da composição societária ou à propriedade de investimentos, ou um Detentor em Paraíso Fiscal. Esses pagamentos poderão ser incluídos, por seu valor líquido, como parte de qualquer dividendo obrigatório.

Em 24 de junho de 2008, a Lei 11.727 foi promulgada, estabelecendo o conceito de “regime fiscal privilegiado”, com relação a operações sujeitas ao preço de transferência e regras de capitalização estritas, o que é mais abrangente que o conceito de paraíso fiscal. Nos termos da nova lei, um “regime fiscal privilegiado” aplica-se a uma jurisdição que atenda a qualquer dos seguintes requisitos: (1) não tribute a renda ou a tribute a uma alíquota máxima inferior a 20%; (2) conceda benefícios fiscais para entidades ou pessoas físicas não residentes (a) sem requerer atividade econômica substancial na jurisdição desse não residente, ou (b) na medida em que esse não residente não conduza atividade econômica substancial na jurisdição desse não residente; (3) não tribute a renda gerada no exterior, ou imponha tributos sobre a renda gerada no exterior a uma alíquota máxima inferior a 20%; ou (4) restrinja a divulgação sobre a titularidade de ativos e direitos de propriedade ou restrinja a divulgação sobre a realização de transações econômicas.

Embora a interpretação da atual legislação tributária brasileira possa levar à conclusão de que o conceito de “regime fiscal privilegiado” deva aplicar-se apenas para fins de regras de preço de transferência no Brasil, não está claro se esse conceito também se aplicaria a outros tipos de operação, como investimentos conduzidos nos mercados financeiro e de capitais no Brasil para os propósitos dessa lei. Não há orientação judicial quanto à aplicação da Lei 11.727 de 24 de junho de 2008 e, dessa forma, não podemos prever se a Receita Federal brasileira ou se os tribunais brasileiros poderão decidir que o conceito de “regime fiscal privilegiado” deva ser aplicável para considerar um não residente como um Residente em Paraíso Fiscal quando conduzir investimentos nos mercados financeiro e de capitais no Brasil. Porém, caso o conceito de “regime fiscal privilegiado” seja interpretado como aplicável a transações conduzidas nos mercados financeiro e de capitais no Brasil, essa lei fiscal resultaria, portanto, na imposição de tributação a Detentores Não Residentes que se enquadrem nas exigências de regime fiscal privilegiado da mesma forma aplicável a um Residente em Paraíso Fiscal. Os investidores atuais e em potencial devem pedir orientação a seus próprios consultores fiscais a respeito das implicações da implantação da Lei 11.727 e de qualquer lei tributária brasileira relacionada ou regulamentação a respeito de “paraíso fiscal” ou “regimes tributários privilegiados”.

Na medida em que os pagamentos de juros sobre o capital próprio sejam incluídos como parte de dividendo obrigatório, nossa companhia fica obrigada a distribuir valor adicional para assegurar que o valor líquido recebido pelos acionistas, após o

pagamento do imposto retido na fonte, seja, no mínimo, igual ao dividendo obrigatório.

As distribuições de juros sobre capital próprio para detentores estrangeiros poderão ser convertidas em dólares dos Estados Unidos e remetidas para o exterior, observados os controles cambiais aplicáveis, contanto que o investimento seja registrado no Banco Central do Brasil.

Não podemos garantir que nosso Conselho de Administração não decidirá que futuras distribuições sejam feitas sob a forma de juros sobre o capital próprio.

Tributação de Ganhos – Nos termos da Lei nº 10.833/03, os ganhos reconhecidos na alienação de ativos localizados no Brasil, tais como nossas ações, por um detentor não brasileiro, estão sujeitas ao imposto de renda retido na fonte no Brasil. Esta regra é aplicável independentemente da alienação ter ocorrido no Brasil ou no exterior e/ou se a alienação é realizada ou não para uma pessoa física ou entidade residente ou domiciliada no Brasil.

Como regra geral, o ganho de capital auferido em consequência da operação de alienação é a diferença entre o montante auferido na alienação do ativo e o respectivo custo de aquisição.

Ganhos de capital auferidos por detentores não brasileiros na alienação de ações vendidas em bolsa de valores brasileira (que inclui as transações realizadas em mercado de balcão organizado):

- estão sujeitos a imposto de renda retido na fonte à alíquota zero, se realizados por um detentor não brasileiro que (i) registrou seu investimento no Banco Central nos termos da regulamentação do Conselho Monetário Nacional do Brasil, ou um Detentor Registrado, e (ii) não é um Detentor em Paraíso Fiscal; e
- estão sujeitos a imposto de renda a uma alíquota de 15% com relação aos ganhos de capital auferidos por um detentor não brasileiro que seja um Detentor Registrado e não um Detentor de Paraíso Fiscal (incluindo detentores não brasileiros que se enquadrem aos termos da Lei nº 4.131/62) e ganhos de capital auferidos por Detentores em Paraíso Fiscal que sejam Detentores Registrados. Nesse caso, o imposto de renda retido na fonte a uma alíquota de 0,005% será aplicável e pode ser compensado com qualquer valor de imposto de renda devido sobre o ganho de capital.

Quaisquer outros ganhos auferidos na alienação das ações que sejam alienadas na bolsa de valores no Brasil:

- estão sujeitos a imposto de renda a uma alíquota de 15% quando efetivados por um detentor não brasileiro que não seja um Detentor em Paraíso Fiscal, seja um Detentor Registrado ou não; e
- estão sujeitos a imposto de renda a uma alíquota de 25% quando efetivadas por um Detentor em Paraíso Fiscal, seja um Detentor Registrado ou não.

Nos casos acima, se os ganhos estão relacionados a transações realizadas em mercado de balcão não organizado, no Brasil, com intermediação, o imposto de renda retido na fonte à alíquota de 0,005% também será aplicável e pode ser compensado com qualquer valor de imposto de renda devido sobre o ganho de capital.

Qualquer exercício de direitos de preferência relacionados a ações não estará sujeito a imposto de renda no Brasil. Ganhos auferidos por detentores não brasileiros na alienação de direitos de preferência estarão sujeitos a imposto de renda no Brasil de acordo com as mesmas regras aplicáveis à alienação de ações.

Não há qualquer garantia de que o atual tratamento favorável aos Detentores Registrados continuará em vigor no futuro.

Venda de ADSs de Ações Preferenciais e ADSs de Ações Ordinárias por Detentores Americanos para Outros Não Residentes no Brasil — Em conformidade com o artigo 26 da Lei nº 10.833, publicada em 29 de dezembro de 2003, a venda de propriedade localizada no Brasil envolvendo investidores não residentes está sujeita a imposto de renda, a partir de 1º de fevereiro de 2004. Nosso entendimento é que as ADSs não se qualificam como propriedade localizada no Brasil e, assim sendo, não devem ser sujeitas à retenção de imposto no Brasil. Até o momento, tendo em vista que a norma referida é genérica e não foi analisada por tribunais administrativos ou judiciais, não podemos assegurar o resultado final dessa discussão.

Caso tal entendimento não prevaleça, é importante mencionar que em relação ao custo de aquisição a ser adotado para o cálculo dos referidos ganhos, a lei brasileira possui dispositivos conflitantes em relação à moeda em que tal montante deverá ser determinado. O assessor jurídico brasileiro da CEMIG possui a opinião de que os ganhos de capital devem ser calculados com base na diferença positiva entre o custo de aquisição das ações preferenciais ou ações ordinárias registrado no Banco Central do Brasil em moeda estrangeira e o valor de alienação de tais ações preferenciais ou ações ordinárias na mesma moeda. Esta opinião está lastreada em um precedente emitido por um órgão administrativo brasileiro. Entretanto, considerando que as autoridades fiscais não estão vinculadas a tal precedente, alguns pronunciamentos foram emitidos adotando o custo de aquisição em moeda brasileira.

Ganhos sobre a Permuta de ADSs de ações preferenciais por ações preferenciais ou de ADSs de ações ordinárias por ações ordinárias — apesar de não haver diretrizes regulatórias claras, a permuta de ADSs por ações não deveria estar sujeita à tributação no Brasil. Os detentores não brasileiros poderão trocar ADSs de ações preferenciais pelas ações preferenciais a estas subjacentes ou ADSs de ações ordinárias por ações ordinárias a estas subjacentes, e ainda, vender as ações preferenciais ou ações ordinárias em uma bolsa de valores brasileira e remeter os lucros da venda para o exterior dentro de cinco dias úteis a contar da data de permuta (se valendo do registro eletrônico do depositário), sem consequências fiscais. Embora não haja uma instrução regulatória clara, a permuta de ADSs por ações não deverá estar sujeita a imposto de renda retido na fonte.

Mediante recebimento das ações preferenciais subjacentes às ADSs de ações preferenciais ou das ações ordinárias subjacentes às ADSs de ações ordinárias, os detentores não brasileiros também podem optar por registrar no Banco Central o valor de tais ações preferenciais ou ações ordinárias em dólares americanos como uma carteira de investimentos estrangeiros, nos termos da Resolução nº 2.689/00, que lhes permite receber o tratamento fiscal mencionado acima para "Tributação de Dividendos".

Alternativamente, os detentores não brasileiros também poderão registrar o valor dessas ações preferenciais ou ações ordinárias em dólares americanos no Banco Central como um investimento estrangeiro direto, nos termos da Lei 4.131 de 03 de setembro de 1962, em cujo caso a respectiva venda seria sujeita ao tratamento fiscal referido na seção "Tributação de Ganhos".

Ganhos sobre a Permuta de Ações Preferenciais por ADSs de Ações Preferenciais ou de Ações Ordinárias por ADSs de Ações Ordinárias – O depósito de ações preferenciais em permuta pelas ADSs de ações preferenciais ou de ações ordinárias por ADSs de ações ordinárias poderá ficar sujeito a imposto de renda no Brasil sobre ganhos de capital, caso o valor anteriormente registrado no Banco Central como investimento estrangeiro em ações preferenciais ou ações ordinárias ou, no caso de outros investidores de mercado nos termos da Resolução nº 2.689, o custo de aquisição das ações preferenciais ou das ações ordinárias, conforme o caso, seja inferior:

- ao preço médio por ação preferencial ou ações ordinárias em bolsa de valores Brasileira em que o maior volume dessas ações preferenciais ou ações ordinárias tenha sido vendido no dia do depósito; ou
- caso nenhuma ação preferencial tenha sido vendida nesse dia, ao preço médio em bolsa de valores brasileira em que o maior volume de ações preferenciais ou ações ordinárias tenha sido vendido nos 15 pregões anteriores.

A diferença entre o valor anteriormente registrado ou o custo de aquisição, conforme o caso, e o preço médio das ações preferenciais ou ações ordinárias, calculado conforme acima estipulado, é considerada ganho de capital sujeito a imposto de renda à alíquota de 15% ou 25% para Detentores em Paraísos Fiscais. Embora não haja uma clara instrução regulatória, essa tributação não deverá se aplicar a Detentores Não Residentes registrados nos termos da Resolução nº 2.689/00, exceto Residentes em Paraíso Fiscal.

Tributação de Operações de Câmbio – A legislação brasileira impõe uma Tributação de Operações de Câmbio, ou IOF, sobre a conversão de reais em moeda estrangeira ou vice-versa. A alíquota aplicável atual para quase todas as operações de câmbio é de 0,38%. Nos termos do Decreto 7853/2012, a alíquota do IOF sobre todas as liquidações de operações em moeda estrangeira, inclusive operações simultâneas, para a entrada de recursos no Brasil que requeiram registro no Banco Central e contratados a partir de 5 de dezembro de 2012 diretamente ou mediante a emissão de valores mobiliários no mercado internacional com vencimento médio de até 360 dias é 6%. A liquidação de operações de câmbio referentes a empréstimos estrangeiros com vencimento mínimo superior a 360 dias está sujeita à alíquota de IOF de 0%. As liquidações de operações de câmbio para investimentos feitos por Detentor Não Residente nos mercados financeiro e de capital do Brasil estão sujeitas à alíquota de IOF de 6%. Entretanto, a partir de 1º de dezembro de 2011, a liquidação de operações de câmbio efetuados por Detentores Não Residentes e referentes a investimentos no Brasil em rendimentos variáveis comercializados em bolsa de valores ou bolsa de mercadorias e futuros estão sujeitos à alíquota de IOF de 0%. A alíquota de 0% também se aplica à liquidação de operações de câmbio simultâneas referentes ao cancelamento de recibos depositários para transferência do investimento em ações negociadas na bolsa de valores. A remessa de fundos a países estrangeiros referente ao retorno dos investimentos realizados por investidores não residentes, o retorno de empréstimos estrangeiros e a remessa de dividendos e juros sobre capital próprio estão sujeitos a IOF/Câmbio à alíquota de 0%. Embora não haja uma clara instrução regulatória, a conversão de reais em dólares para pagamento de dividendos a detentores de ADSs também deverá se beneficiar do IOF/Câmbio à alíquota de 0%.

Tributação de Transações relativas a Títulos e Valores Mobiliários — A legislação brasileira impõe uma Tributação de Transações relativas a Títulos e Valores Mobiliários, ou IOF/Títulos, incluindo aquelas realizadas em bolsas de valores brasileiras. A alíquota de IOF aplicável às transações envolvendo ações (ações preferenciais, ADSs de ações preferenciais, ações ordinárias e ADSs de ações ordinárias) é atualmente zero, embora a alocação de ações negociadas nas bolsas de valores do Brasil para emissão de recibos depositários negociados no estrangeiro esteja sujeita à alíquota de IOF de 1,5%. O Ministério da Fazenda possa aumentar tal alíquota para até 1,5% ao dia, mas somente aplicável a transações futuras.

Outros Impostos Brasileiros — Alguns estados brasileiros impõem impostos sobre herança ou doação feita por pessoas físicas ou jurídicas não domiciliadas ou residentes no Brasil a pessoas físicas ou jurídicas domiciliadas ou residentes nesses estados. Não há nenhuma taxa de selo, emissão, registro, tampouco tarifas ou impostos similares brasileiros a serem pagos por

detentores de ações preferenciais, ações ordinárias, ADSs de ações preferenciais ou ADSs de ações ordinárias.

Considerações sobre Impostos Norte-Americanos

Via de regra, para fins de imposto de renda federal dos Estados Unidos, detentores de ADRs que evidenciem ADSs serão tratados como titulares das ações ordinárias ou ações preferenciais representadas pelas ADSs em questão.

*Tributação de Distribuiçõe*s – Sujeito à discussão abaixo em " – Regras de Companhias de Investimento Estrangeiro Passivo", as distribuições relativas às ações ou às ADSs (que não as distribuições por resgate das ações, sujeitas ao Artigo 302(b) do Código, ou por liquidação da Companhia), na medida em que efetuadas a partir de lucros acumulados ou atuais da Companhia conforme apurados nos termos dos princípios do imposto de renda federal dos Estados Unidos, constituirão dividendos. A distribuição também inclui o montante de qualquer tributação brasileira retidas em qualquer dessas distribuições. Se tais lucros serão ou não suficientes para todas essas distribuições às ações ou ADSs se qualificarem como dividendos, dependerá da lucratividade futura da Companhia e de outros fatores, muitos deles fora do controle da Companhia. À medida que tal distribuição exceda o valor dos lucros da Companhia, ela será tratada como retorno de capital não tributável na medida do volume das ações ou ADSs do detentor norte-americano e, subsequentemente, como ganho de capital. Conforme empregado abaixo, o termo "dividendo" significa distribuição que constitui dividendo para fins do imposto de renda federal dos Estados Unidos. A Companhia não pretende atualmente manter o cálculo de seu ganhos e lucros sob os princípios do imposto de renda federal dos Estados Unidos. Deste modo, contribuintes americanos devem esperar que todas as distribuições feitas em relação às ações ou ADSs irão geralmente ser tratadas como dividendos. Os dividendos em dinheiro (incluindo os valores retidos com relação a impostos brasileiros) pagos (i) às ações poderão, de modo geral, ser incluídos na receita bruta de detentor norte-americano como receita ordinária no dia em que os dividendos forem recebidos pelo detentor norte-americano; ou (ii) às ações representadas por ADSs poderão, de modo geral, ser incluídos na receita bruta de detentor norte-americano como receita ordinária no dia em que os dividendos forem recebidos pelo banco depositário e, em qualquer das hipóteses, não são passíveis da dedução por dividendos recebidos facultada à companhia. Os dividendos pagos em reais poderão ser incluídos na receita de detentor norte-americano em valor em dólares dos Estados Unidos calculado com base na taxa de câmbio vigente no dia em que forem recebidos pelo detentor norte-americano, no caso de ações, ou pelo banco depositário, no caso de ações representadas por ADSs.

Se os dividendos pagos em reais forem convertidos em dólares dos Estados Unidos no dia em que forem recebidos pelo detentor norte-americano ou pelo banco depositário, conforme o caso, os detentores norte-americanos, de modo geral, não ficarão obrigados a reconhecer ganho ou perda cambial relativamente à receita de dividendos. Os detentores norte-americanos deverão consultar seus próprios consultores fiscais relativamente ao tratamento de qualquer ganho ou perda cambial, caso quaisquer reais recebidos pelo detentor norte-americano ou pelo banco depositário não sejam convertidos em dólares dos Estados Unidos na data de recebimento, bem como relativamente às consequências fiscais resultantes do recebimento de quaisquer reais adicionais do custodiante em função da inflação brasileira.

Os dividendos constituirão, de modo geral, receita de fonte estrangeira e geralmente irá constituir uma "categoria de receita passiva" ou, no caso de certos detentores norte-americanos, uma "categoria geral de receita" para fins de crédito fiscal estrangeiro. Na hipótese de ser exigida a retenção na fonte de impostos brasileiros sobre tais dividendos, esses impostos poderão ser tratados como imposto de renda estrangeiro, observadas as limitações e condições geralmente aplicáveis nos termos da legislação do imposto de renda federal dos Estados Unidos, para fins de crédito em face do passivo de imposto de renda federal dos Estados Unidos de detentor norte-americano (ou à opção do detentor norte-americano, poderá ser deduzido no cálculo da receita tributável). O cálculo e a disponibilidade de créditos fiscais estrangeiros e, no caso de um detentor norte-americano que opte por deduzir impostos estrangeiros, a disponibilidade de deduções, envolvem a aplicação de normas que dependem de circunstâncias específicas de cada detentor norte-americano. Na hipótese de ser exigida a retenção na fonte de impostos brasileiros, os detentores norte-americanos deverão consultar seus próprios consultores fiscais quanto à disponibilidade de créditos fiscais estrangeiros relativamente a impostos brasileiros retidos na fonte.

Distribuições a detentores norte-americanos de "ações ordinárias" adicionais ou de direitos de preferência relativos a essas "ações ordinárias", relativamente às suas ações ordinárias ou ADSs de ações ordinárias que façam parte de distribuição proporcional a todos os acionistas da Companhia não serão, de modo geral, tratadas como receita de dividendos para fins do imposto de renda federal dos Estados Unidos, porém poderiam ensejar ganho tributável adicional de origem norte-americana quando da venda de tais ações adicionais ou direitos de preferência. Distribuições não rateadas de tais ações ou direitos em geral poderiam ser incluídos na receita bruta de detentor norte-americano na mesma extensão e da mesma forma que as distribuições a serem pagas em dinheiro. Nessa hipótese, o valor de tal distribuição (e a base das novas ações ou direitos de preferência assim recebidos) equivalerá, de modo geral, ao valor de mercado das ações ou dos direitos de preferência na data de distribuição. Não está totalmente claro se as ações preferenciais serão tratadas como "ações preferenciais" ou "ações ordinárias" para este propósito. Se as ações preferenciais forem tratadas como "ações ordinárias" para estes propósitos o tratamento acima seria utilizado para distribuições de ações e direitos de preferência relativos a ações preferenciais ou ADSs de ações preferenciais. Por outro lado. Se as ações forem tratadas como "ações preferenciais" uma distribuição de ações adicionais ou direitos de preferência seriam incluídos na receita bruta da mesma forma que uma distribuição em dinheiro independentemente de tal distribuição ser considerada uma distribuição não rateada.

Receita de Dividendo Qualificada — Não obstante as disposições precedentes, certos dividendos recebidos por detentores norte-americanos pessoas físicas que constituam "receita de dividendo qualificada" atualmente poderão estar sujeitos à alíquota marginal máxima reduzida de imposto de renda federal dos Estados Unidos. Receita de dividendo qualificada inclui, de modo geral, entre outros dividendos, dividendos recebidos durante o exercício de "companhias estrangeiras qualificadas". Via de regra, as companhias estrangeiras são tratadas como companhias estrangeiras qualificadas relativamente a qualquer dividendo pago pela companhia no tocante a ações da companhia que sejam prontamente negociáveis em mercado de valores mobiliários estabelecido nos Estados Unidos. Para esse fim, uma ação é tratada como prontamente negociável em mercado de valores mobiliários estabelecido nos Estados Unidos se um ADR lastreado por tal ação for assim negociado.

Não obstante essa regra precedente, os dividendos recebidos de companhia estrangeira que seja companhia de investimento estrangeiro passivo (conforme definição contida no artigo 1297 do Código), em qualquer exercício da companhia em que o dividendo tenha sido pago ou no exercício anterior, não constituirão receita de dividendo qualificada. Além disso, o termo "receita de dividendo qualificada" não incluirá, entre outros dividendos, quaisquer (i) dividendos em relação a qualquer ação ou ADS que seja detida por um contribuinte por 60 dias ou menos durante o prazo de 120 dias com início na data que seja 60 dias anteriores à data em que tal ação ou ações que lastreiam a ADS se tornarem inelegíveis para dividendos relativamente a tais dividendos (conforme apurado de acordo com o artigo 246(c) do Código); ou (ii) dividendos, à medida que o contribuinte tenha a obrigação (seja por força de venda a descoberto ou a outro título) de efetuar pagamentos correlatos a posições detidas em bens substancialmente similares ou correlatos. Além disso, aplicam-se regras especiais na determinação de limitação de crédito fiscal estrangeiro de contribuinte de acordo com o artigo 904 do Código no caso de receita de dividendo qualificada.

Os detentores norte-americanos pessoas físicas deverão consultar seus próprios consultores fiscais para determinar se os valores recebidos a título de dividendos de nossa companhia constituirão ou não receita de dividendo qualificada sujeita à alíquota marginal máxima reduzida de imposto de renda federal dos Estados Unidos e, nessa hipótese, o eventual efeito sobre o crédito fiscal estrangeiro do detentor norte-americano pessoa física.

Tributação de Ganhos de Capital — Os depósitos e retiradas de ações por detentores norte-americanos em permuta por ADSs não resultarão em realização de ganho ou perda para fins de imposto de renda federal dos Estados Unidos.

Sujeito à discussão abaixo em "– Regras de Companhias de Investimento Estrangeiro Passivo", o ganho ou perda realizado por detentor norte-americano na venda, resgate ou outra alienação tributável de ações ou ADSs ficará sujeito a imposto de renda federal dos Estados Unidos como ganho ou perda de capital em valor igual à diferença entre o custo de aquisição corrigido das ações ou ADSs do detentor norte-americano e o valor apurado na alienação. Ganho ou perda reconhecido por um detentor norte-americano em tal venda, resgate ou outra alienação tributária geralmente será ganho ou perda de capital de longo prazo se, no momento da venda ou outra alienação tributável, as ações ou ADSs, conforme aplicável, tenham sido detidas por mais de um ano. Determinados detentores que não sejam pessoa jurídica (incluindo pessoas físicas) podem ser elegíveis para índices preferenciais de impostos de renda federais americanos em relação à ganhos de capitais de longo prazo. A dedução de uma perda de capital é sujeita a limitações para propósitos de imposto de renda federal americano. Ganhos realizados por detentor americano em uma venda, resgate ou outra alienação de ações ou ADSs, incluindo o ganho decorrente da redução do custo de aquisição corrigido das ações ou ADSs do detentor norte-americano em razão de a distribuição ser tratada como retorno de capital e não como dividendo, de modo geral, será tratado como receita de fonte norte-americana para fins de crédito fiscal estrangeiro dos Estados Unidos.

Caso o imposto retido na fonte ou o imposto de renda brasileiro for exigido na venda, resgate ou outra alienação tributável de ações ou ADSs, conforme descrito em "—Tributação — Considerações sobre Impostos no Brasil", o valor realizado por detentor norte-americano incluirá o valor bruto dos recursos dessa venda, resgate ou alienação tributável antes da dedução do imposto retido na fonte brasileiro ou imposto de renda brasileiro, se aplicáveis. A disponibilidade de créditos fiscais estrangeiros dos Estados Unidos para esses impostos brasileiros está sujeita a certas limitações e envolve a aplicação de regras que dependem de circunstâncias específicas de um detentor norte-americano. Os detentores norte-americanos deverão consultar seus próprios consultores fiscais quanto à aplicação das regras de crédito fiscal estrangeiro a seu investimento em ações preferenciais ou ADSs de ações preferenciais e à alienação de ações ordinárias ou ADSs de ações ordinárias.

Regras de Companhias de Investimento Estrangeiro Passivo – Certas regras federais americanas adversas de imposto de renda são geralmente aplicáveis a um indivíduo americano que possua ou disponha de ações de uma companhia que não seja americana, classificada como uma companhia de investimento estrangeiro passivo (a "PFIC"). No geral, uma companhia não americana será classificada como PFIC por qualquer ano fiscal durante o qual, depois de aplicar as regras pertinentes em relação a renda e ativos de subsidiárias, (i) 75.0% ou mais da renda bruta das companhias não americanas seja "renda passiva"; ou (ii) 50.0% ou mais do valor bruto (determinado trimestralmente) dos ativos da companhia não americana produza renda passiva ou seja mantido para a produção de renda passiva. Para estes fins, a renda passiva geralmente inclui, dentre outras coisas, dividendos, juros, aluguéis, *royalties*, ganhos da alienação de passivos e ganhos de *commodities* e operações de valores mobiliários (exceto certos ganhos de negócios ativos da venda de commodities). Para determinar se uma companhia não americana é uma PFIC, uma porção pro rata da renda e ativos de cada companhia que ela possui, direta ou indiretamente, no mínimo 25.0% de juros (by value) é levado em consideração.

A Companhia não acredita que tenha sido uma PFIC, para propósitos de imposto de renda federal americano, pelo seu ano fiscal anterior e não espera ser uma PFIC em seu atual ano fiscal ou no futuro próximo. Entretanto, como o status de PFIC depende da composição da renda e ativos da companhia, o valor de mercado dos ativos de tempo em tempo, e a aplicação de regras que não são sempre claras, não há como assegurar que a Companhia não será classificada como PFIC por qualquer ano fiscal.

Se a Companhia fosse classificada como PFIC, um detentor americano poderia estar sujeito a consequências fiscais materias adversas, inclusive estar sujeito a grandes quantidades de tributos em ganhos e certas distribuições de ações ou ADSs, assim como aumento nas obrigações de reportar. Detentores americanos devem consultar seu assessor fiscal sobre a possibilidade da Companhia ser classificada como PFIC e as consequências dessa classificação.

Tributos de Medicare sobre a Renda de Lucro Líquido – Um detentor americano que seja pessoa física, um patrimônio ou um *trust* (exceto um *trust* que esteja na categoria especial de *trusts* isentos de tal tributo) estará sujeito a 3.8% de tributação sobre o menor de (1) a “renda de investimento líquida do detentor americano” (caso seja pessoa física) ou “renda líquida de investimento não distribuída” (no caso de patrimônios e trusts) pelo ano fiscal relevante; e (2) o excesso de “renda bruta modificada e ajustada” (no caso de pessoa física) ou “renda bruta ajustada” (nos casos de patrimônios e trusts) para o exercício fiscal acima de certo limite (que no caso de pessoas físicas será entre $125.000 e $250.000 dependendo das circunstancias do indivíduo). A receita líquida de um detentor americano geralmente incluirá sua receita de dividendos sobre as ações ou ADSs, e sua receita líquida da alienação de ações ou ADSs. Detentores americanos são indivíduos, patrimônios ou trusts devem consultar seus próprios assessores fiscais em relação à aplicabilidade de tributo Medicare em suas rendas e ganhos em respeito às ações ou ADSs.

Prestação de Informações e Retenção na Fonte — As exigências de prestação de informações aplicar-se-ão, de modo geral, a detentores norte-americanos de ADSs e detentores norte-americanos deverão estar de acordo com os procedimentos de certificação aplicáveis para demonstrar que eles não estarão sujeitos a garantir retenções. Investidores que são pessoa física e não relatarem as informações necessárias podem ficar sujeitos a penalidades graves. Os investidores devem pedir orientação a seus próprios consultores fiscais com relação a esses requisitos.

Adicionalmente, detentores norte-americanos devem estar cientes de que legislação recentemente editada impõe novos requisitos de divulgação a respeito da detenção de determinados ativos financeiros estrangeiros, incluindo ações de emissores estrangeiros que não sejam detidos em contas mantida por uma instituição financeira, caso o valor agregado de tais ativos exceda US$50.000. Detentores norte-americanos que detenham ADSs por meio de contas de corretagem americanas não devem estar aos novos requisitos de divulgação a respeito de seus investimentos em ADSs. Detentores norte-americanos devem consultar seus próprios assessores fiscais a respeito da aplicabilidade das regras de divulgação sobre ADSs ou ações e sobre a aplicabilidade da legislação editada recentemente a suas situações particulares.

Dividendos e Agentes de Pagamento

Nossa companhia paga dividendos sobre ações preferenciais nos valores e na forma estipulada no “– Item 8. Informações Financeiras — Política e Pagamento de Dividendos”. Pagaremos dividendos quanto às ações preferenciais representadas por ADSs de ações preferenciais ou ações ordinárias representadas por ADSs de ações ordinárias ao custodiante por conta do banco depositário, na qualidade de titular registrado das ações preferenciais representadas por ADSs de ações preferenciais ou das ações ordinárias representadas por ADSs de ações ordinárias. Assim que viável, após o recebimento dos dividendos pagos por intermédio do Citibank N.A. ao custodiante, este converterá esses pagamentos em dólares dos Estados Unidos e remeterá esses valores ao banco depositário para pagamento aos detentores de ADSs de ações preferenciais ou de ADSs de ações ordinárias na proporção da titularidade de cada um deles.

Disponibilização de Documentos

Nossa companhia está sujeita às exigências de prestação de informações do *Securities Exchange Act* de 1934, conforme alterado, ou o *Exchange Act*. De acordo com essas exigências, arquivamos relatórios e outras informações perante a SEC. Esses materiais, incluindo este relatório anual e respectivos anexos, poderão ser examinados e copiados na Sala de Consulta Pública da SEC na 100 Fifth Street, N.E., Sala 1580, Washington, D.C. 20549. As cópias dos materiais poderão ser obtidas na Sala de Consulta Pública da SEC mediante pagamento das taxas estabelecidas. O público poderá obter informações a respeito do funcionamento da Sala de Consulta Pública da SEC entrando em contato com a SEC, nos Estados Unidos, por meio do telefone 1-800-SEC-0330. Além disso, cópias dos anexos que acompanham o presente relatório anual poderão ser examinadas em nossa sede, na Avenida Barbacena, 1200, 30190-131, Belo Horizonte, Minas Gerais, Brasil.

Seguros

Nós possuímos apólices de seguro para cobertura de danos ao imóvel onde se localiza a nossa sede, às turbinas, geradores e transformadores de nossas principais usinas e subestações causados por incêndio e riscos tais como falha de equipamentos. Também possuímos apólices de seguro para cobertura de danos à aeronave e causados pela aeronave utilizada em nossas operações. Não possuímos seguro geral de responsabilidade civil para terceiros para a cobertura de acidentes e não solicitamos

propostas para esse tipo de seguro. Poderemos, no entanto, contratar no futuro esse tipo de seguro. Além disso, não solicitamos propostas ou possuímos coberturas de seguro contra catástrofes de grandes proporções que afetem nossas instalações, tais como terremotos e inundações ou falhas do sistema operacional. Não possuímos cobertura de seguro para risco de interrupção do negócio, o que significa que os danos sofridos por nossa companhia e consequentes danos sofridos por nossos clientes em decorrência de interrupção no fornecimento de energia geralmente não estão cobertas pelo nosso seguro e poderemos estar sujeitos a prejuízos significativos. Veja a seção "Item 3. Informações Relevantes – Fatores de Risco – Riscos Relativos à CEMIG - Operamos sem apólices de seguro contra catástrofes e responsabilidade civil."

Acreditamos que, como contratamos seguro contra incêndio e risco operacional, nossa cobertura de seguro estará em um nível que é usual no Brasil para o tipo de negócio que conduzimos.

Dificuldades em Impor Responsabilidade Civil a Pessoas que não sejam Norte-Americanas

Somos uma sociedade de economia mista constituída segundo as leis brasileiras. Todos os nossos diretores e conselheiros residem atualmente no Brasil. Além disso, praticamente todos os nossos ativos estão localizados no Brasil. Como consequência, será necessário que os detentores de ADSs de ações preferenciais ou ADSs de ações ordinárias cumpram com a lei brasileira a fim de obter uma sentença executável contra nossos diretores executivos, conselheiros ou nossos ativos. Pode não ser possível para os detentores de ADSs de ações preferenciais ou ADSs de ações ordinárias efetivar a citação de nossos diretores e conselheiros dentro dos Estados Unidos, ou executar nos Estados Unidos, sentenças contra estas pessoas obtidas em tribunais dos Estados Unidos com base em responsabilidade civil dessas pessoas, incluindo quaisquer sentenças que tenham como fundamento as leis federais de valores mobiliários dos Estados Unidos, na medida em que essas sentenças excedam os ativos norte-americanos dessas pessoas. Nossos advogados brasileiros, Souza, Cescon, Barrieu & Flesch Advogados, nos aconselharam no sentido que sentenças prolatadas pelos tribunais dos Estados Unidos relacionadas à responsabilidade civil com fundamento na lei de valores mobiliários dos Estados Unidos poderão ser, observadas as exigências indicadas abaixo, executadas no Brasil, na medida em que os tribunais brasileiros forem competentes. Uma sentença contra nossa companhia ou as pessoas descritas acima, obtida fora do Brasil e transitada em julgado está sujeita à homologação pelo Superior Tribunal de Justiça do Brasil. A homologação ocorrerá se a sentença estrangeira:

- cumprir todas as formalidades exigidas para sua execução nos termos das leis do país no qual tiver sido proferida;

- tiver sido prolatada por tribunal competente após citação válida, em conformidade com a Lei brasileira, ou após evidência suficiente da ausência das partes tiver sido obtida, conforme o descrito nas leis aplicáveis;

- não estiver sujeita a recurso;

- se referir a pagamento de quantia certa;

- for autenticada por um oficial do consulado brasileiro no país em que for proferida e estiver acompanhada de tradução juramentada para o português; e

- não for contrária à soberania nacional, aos princípios de ordem pública ou aos bons costumes brasileiros.

Não podemos garantir que o processo de homologação descrito acima será conduzido em tempo hábil ou que os tribunais brasileiros executarão sentença pecuniária por violação das leis de valores mobiliários dos Estados Unidos em relação às ADSs de ações preferenciais e às ações preferenciais representadas pelas ADSs de ações preferenciais ou às ADSs de ações ordinárias e às ações ordinárias representadas pelas ADSs de ações ordinárias.

Os advogados brasileiros nos informaram, além disso, que:

- ações originárias fundadas nas leis de valores mobiliários federais dos Estados Unidos poderão ser instauradas em tribunais brasileiros e que, sujeito à ordem pública e à soberania nacional do Brasil, os tribunais brasileiros vão imputar responsabilidade civil em face da nossa companhia e nossos administradores nesses tipos de ações; e

- a capacidade de um exequente ou das demais pessoas mencionadas acima de cumprir sentença por meio da penhora de nossos ativos ou dos ativos dos acionistas vendedores está limitada pelas disposições da legislação brasileira.

O autor da ação (brasileiro ou não brasileiro) que resida fora do Brasil durante o andamento do processo no Brasil deverá prestar caução para cobrir as custas judiciais e honorários advocatícios caso não possua nenhum imóvel no Brasil que possa garantir o pagamento das referidas despesas. A caução deverá ter valor suficiente para cobrir o pagamento das custas judiciais e dos honorários dos advogados do réu, conforme decidido por juiz brasileiro. Esta exigência não se aplica ao procedimento de execução de sentença estrangeira que tenha sido homologada pelo Superior Tribunal de Justiça brasileiro.

Item 11. Divulgações Quantitativas e Qualitativas sobre Riscos de Mercado

Estamos expostos a risco de mercado decorrente de alterações das taxas de câmbio e das taxas de juros.

Estamos expostos a risco cambial uma vez que alguns de nossos empréstimos e financiamentos estão denominados em outras moedas (principalmente o dólar dos Estados Unidos) que não a moeda em que auferimos nossas receitas (o real). Veja a seção “Item 5. Análise e Perspectivas Operacionais e Financeiras – Estimativas Críticas Contábeis”.

Risco Cambial

Em 31 de dezembro de 2012, aproximadamente 3,27% de nossa dívida em aberto, ou R$528 milhões, encontravam-se denominados em moedas estrangeiras, sendo que, desse montante, aproximadamente 92,61%, ou R$489 milhões, encontravam-se denominados em dólares dos Estados Unidos. Nossa companhia não possui receitas significativas denominadas em quaisquer moedas estrangeiras e, em virtude da legislação que exige que nossa companhia mantenha os recursos excedentes depositados em contas denominadas em reais junto a bancos brasileiros, nossa companhia não possui ativos monetários denominados em moedas estrangeiras.

Em 2012, utilizamos instrumentos financeiros tais como *swaps* de taxas de juros com o fim de administrar o risco e proteger nossa exposição à taxa de câmbio. A finalidade dos *swaps* foi reduzir nossa exposição à taxa de juros original de certos financiamentos, passando de uma taxa de juros calculada com base na taxa de câmbio dólar dos Estados Unidos/real para uma taxa de juros calculada com base na taxa CDI. Vide Notas Explicativas 2.6(b), 19, 26, 27 e 28 das nossas demonstrações financeiras consolidadas.

Em 2013, a perda em potencial que sofreríamos no caso de desvalorização hipotética de 25% e 50% do real contra o dólar dos Estados Unidos e outras moedas seria de aproximadamente R$614 milhões e R$737 milhões, respectivamente, referentes principalmente em razão do aumento da nossa despesa financeira denominada em reais. Em 2013, a desvalorização hipotética de 25% e 50% do real frente ao dólar dos Estados Unidos acarretaria saída de caixa anual adicional de aproximadamente R$124 milhões e R$247 milhões, respectivamente, refletindo o aumento de custo em reais de nossos endividamentos de empréstimos, financiamentos e debêntures denominados em moeda estrangeira com as datas de vencimento em 2012. Comparado a um cenário provável, esta análise de sensibilidade pressupõe concomitante flutuação desfavorável de 25% e 50% em cada uma das taxas de câmbio que afetam as moedas estrangeiras em que nossa dívida é denominada.

As tabelas abaixo evidenciam informações resumidas de nossa exposição aos riscos cambiais em 31 de dezembro de 2012:

Portfólio do Endividamento Total

	R$ (milhões)
Dólar dos Estados Unidos	
Financiamentos..	489
Fornecedor (Itaipu)...	219
Menos derivativos contratados...	(19)
	689
Outras moedas	
Financiamentos..	39
Outros	4
Passivo Líquido exposto a risco cambial...	**43**

Risco de Taxa de Juros

Em 31 de dezembro de 2012, possuíamos empréstimos e financiamentos em aberto no valor de R$16.170 milhões, dos quais aproximadamente R$14.812 milhões estavam sujeitos a juros com taxas flutuantes do qual, R$11.938 milhões estão sujeitos a juros atrelados a índices de inflação e à taxa SELIC, e R$217 milhões estão sujeitos principalmente à LIBOR.

Em 31 de dezembro de 2012, possuíamos passivos líquidos de outros recursos, sobre os quais incidiam juros a taxas flutuantes no valor de R$10.650 milhões. Esses ativos consistiam principalmente de caixa e disponibilidades e de nossa conta de recebíveis do Governo Estadual, sobre as quais incidiam juros a taxas atreladas ao IGP-DI e à SELIC, respectivamente, conforme mostra o sumário apresentado nas tabelas abaixo. Uma hipotética, instantânea e desfavorável mudança de 100 pontos bases na taxa de juros aplicáveis a taxas flutuantes de ativos e passivos financeiros realizada em 31 de dezembro de 2012 resultaria em uma perda potencial de R$106,5 milhões a ser registrada como um gasto financeiro em nossos relatórios financeiros consolidados.

Total da Carteira de Endividamento

	R$ (milhões)
Dívida de taxa flutuante:	
Denominada em reais	14.595
Denominada em moeda estrangeira	217
	14.812
Dívida de taxa fixa:	
Denominada em reais	**1.047**
Denominada em moeda estrangeira	**311**
Total	**16.170**

	Total da Carteira Taxa flutuante (R$ milhões)
Ativo:	
Caixa e equivalentes	2.329
Valores mobiliários	1.720
Fundos Vinculados	132
Total do ativo	**4.181**
Passivo:	
Financiamentos (Taxa Flutuante)	(14.181)
Instrumentos derivativos [1]	(19)
Total do passivo	**(14.831)**
Total	**(10.650)**

(1) *Swaps* destinados a reduzir nossa exposição à taxa de juros original de certos financiamentos, passando de uma taxa de juros calculada com base na taxa de câmbio dólar dos Estados Unidos/real para uma taxa de juros calculada com base na taxa CDI.

Item 12. Descrição de Outros Valores Mobiliários além das Ações

American Depositary Shares

O Citibank, N.A. atua como depositário ("Depositário") das nossas ADSs de ações ordinárias e ADSs de ações preferenciais. Os titulares de ADSs, qualquer pessoa ou entidade com legítima titularidade resultante da titularidade das ADSs, e pessoas que efetuam depósito de ações ou entrega de ADSs para fins de cancelamento e retirada de Valores Mobiliários Depositados (conforme definidas nos Contratos de Depósito) são obrigadas a pagar ao Depositário certas taxas e correspondentes encargos, conforme identificados a seguir.

As taxas relativas às nossas ADSs de ações ordinárias são:

Serviço	Taxa	Paga por quem
(1) Emissão de ADSs de ações ordinárias mediante depósito de ações ordinárias (sem incluir emissões em virtude de distribuições descritas no parágrafo (4) abaixo).	Até $5,00 por 100 ADSs de ações ordinárias (ou fração das mesmas) emitidas.	Pessoa que efetuou depósito de ações ordinárias ou recebeu ADSs de ações ordinárias.
(2) Entrega de Valores Mobiliários Depositados, bens e dinheiro mediante entrega de ADSs de ações ordinárias.	Até $5,00 por 100 ADSs de ações ordinárias (ou fração das mesmas) entregues.	Pessoa que efetuou entrega de ADSs de ações ordinárias para fins de retirada de Valores Mobiliários Depositados ou pessoa a quem os Valores Mobiliários Depositados foram entregues.
(3) Distribuição de dividendos em dinheiro ou outras distribuições em dinheiro (por exemplo, direitos de venda e outros direitos).	Até $2,00 por 100 ADSs de ações ordinárias (ou fração das mesmas) detidas.	Pessoa a quem a distribuição é efetuada.

(4) Distribuição de ADSs de ações ordinárias nos termos dos (i) dividendos de ações ou outras distribuições livres de ações, ou (ii) exercício de direitos para aquisição de ADSs de ações ordinárias adicionais.	Até $5,00 por 100 ADSs de ações ordinárias (ou fração das mesmas) emitidas.	Pessoa a quem a distribuição é efetuada.
(5) Distribuição de valores mobiliários, exceto ADSs de ações ordinárias ou direitos para aquisição de ADSs de ações ordinárias adicionais (por exemplo, ações de cisão).	Até $5,00 por 100 ADSs de ações ordinárias (ou fração das mesmas) emitidas.	Pessoa a quem a distribuição é efetuada.
(6) Transferência de ADRs.	$1,50 por certificado de transferência.	Pessoa que apresenta o certificado de transferência.

As taxas relativas às nossas ADSs de ações preferenciais são:

Serviço	Taxa	Paga por quem
(1) Emissão de ADSs de ações preferenciais mediante depósito de ações preferenciais (sem incluir emissões contempladas nos parágrafos (3)(b) e (5) abaixo).	Até $5,00 por 100 ADSs de ações preferenciais (ou fração das mesmas) emitidas.	Pessoa a quem os depósitos são feitos ou que recebeu ADSs de ações preferenciais.
(2) Entrega de Valores Mobiliários Depositados, bens e dinheiro mediante entrega de ADSs de ações preferenciais.	Até $5,00 por 100 ADSs de ações preferenciais (ou fração das mesmas) entregues.	Pessoa que efetuou entrega de ADSs de ações preferenciais ou efetuou retirada.
(3) Distribuição de (a) dividendos em dinheiro ou (b) ADSs de ações preferenciais nos termos dos dividendos em ações (ou outra distribuição livre de ações).	Nenhuma taxa, na medida em que proibida pela bolsa de Valores na qual as ADSs de ações preferenciais estão listadas. Caso a cobrança dessa taxa não seja proibida, as taxas descritas no item (1) acima serão devidas com relação à distribuição de ADSs de ações preferenciais nos termos dos dividendos em ações (ou outra distribuição livre de ações) e as taxas especificadas no item (4) abaixo serão devidas com relação às distribuições em espécie.	Pessoa a quem a distribuição é efetuada.
(4) Distribuição de receitas em dinheiro (isto é, mediante venda de direitos e outros direitos).	Até $2,00 por 100 ADSs de ações preferenciais (ou fração das mesmas) detidas.	Pessoa a quem a distribuição é efetuada.
(5) Distribuição de ADSs de ações preferenciais mediante exercício de direitos.	Até $5,00 por 100 ADSs de ações preferenciais (ou fração das mesmas) emitidas.	Pessoa a quem a distribuição é efetuada.

Pagamentos diretos e indiretos do depositário

Possuímos acordo com o Depositário para que o mesmo nos reembolse, até um limite, por certas despesas em conexão com nossos programas de ADR, inclusive taxas de listagem, despesas legais e contábeis, custos de distribuição e correspondentes despesas de relações com investidores. Esses reembolsos do exercício findo em 31 de dezembro de 2012 totalizaram o montante líquido de aproximadamente US$3,6 milhões, após a dedução de impostos norte-americanos aplicáveis, no valor de US$1,6 milhões.

PARTE II

Item 13. Inadimplência, Dividendos em Atraso e Mora

Determinados compromissos financeiros e contratos de financiamento da CEMIG exigem a observância de índices financeiros que requerem que nós mantenhamos coeficientes financeiros, calculados de acordo com a Lei Brasileira das Sociedades por Ações. Em 31 de dezembro de 2012, descumprimos com determinados índices contidos em contratos financeiros entre a Cemig Distribuição e o Banco Santander (originalmente ABN Amro Bank). Os índices foram os seguintes:

Cemig D
Dívida/LAJIDA era 3,68x, quando deveria ser menor ou igual a 2,5x

Cemig (como garantidora)
Dívida/LAJIDA era 2,7x, quando deveria ser menor ou igual a 2,5x

Cemig D and Cemig obtiveram uma renúncia do Banco Santander no dia 18 de Dezembro de 2012.

Em 31 de dezembro de 2012, descumprimos com os seguintes índices contidos nos contratos financeiros entre a Cemig Distribuição e o Banco Itaú BBA:

Cemig D
Divida LAJIDA era 4,58 x, quando deveria ser menor ou igual a 3,36x
Dívida/(Patrimônio Líquido+Dívida) era 65,2%, quando deveria ser menor ou igual a 62%
Dívida de curto prazo/LAJIDA era 266,1%, quando deveria ser menor ou igual a 200%
Investimentos/LAJIDA era 120,2%, quando deveria ser menor ou igual a 96%

A Companhia obteve a renúncia do Banco Itaú BBA em 18 de dezembro de 2012, considerando índices preliminares, e alguns índices reais não foram compatíveis com as renúncias obtidas. Como uma nova renúncia não foi concedida antes de 31 de dezembro de 2012, não somente o empréstimo, mas outras dívidas com condições de inadimplemento cruzado (*cross-default*) tiveram que ser reconhecidos como passivo circulante, já que contratos cujos termos não foram cumpridos são classificados desta forma. O montante transferido ao passivo circulante como resultado do descumprimento das cláusulas foi de R$1.206 milhões. Esperamos obter esta renúncia em maio de 2013.

Item 14. Alterações Relevantes dos Direitos de Detentores de Valores Mobiliários e Destinação de Recursos

Não se aplica.

Item 15. Controles e Procedimentos

(a) Avaliação de Controles e Procedimentos de Divulgação

Nossos Diretores, incluindo nosso Diretor-Presidente, ou Presidente, e nosso Diretor de Finanças, Participações e de Relação com Investidores, ou Diretor Financeiro, avaliaram a eficácia de nossos controles e procedimentos de divulgação, e concluíram que em 31 de dezembro de 2012, esses controles e procedimentos foram eficazes para fornecer razoável certeza de que as informações a serem divulgadas nos nossos arquivamentos e registros nos termos do *Exchange Act* são (i) registradas, processadas, sumarizadas e reportadas nos períodos determinados nas regras e formulários da SEC e (ii) acumuladas e comunicadas para a nossa administração, inclusive o nosso Presidente e nosso Diretor Financeiro, de forma adequada para permitir decisões em tempo hábil em relação à divulgação exigida.

(b) Relatório Anual dos Administradores sobre Controles Internos relacionados aos Relatórios Financeiros

Nossa diretoria, inclusive nosso Presidente e nosso Diretor Financeiro, é responsável pelo estabelecimento e manutenção do sistema de controles internos sobre os relatórios financeiros.

Nossos controles internos sobre os relatórios financeiros incluem políticas e procedimentos que foram implementados para fornecer segurança razoável em relação (i) à confiabilidade dos registros das informações contábeis e financeiras; (ii) à preparação de registros contábeis de acordo com as IFRS; (iii) ao processamento de pagamentos e recebimentos de acordo com a autorização da administração; e (iv) à detecção tempestiva de aquisições inapropriadas, e da alienação ou distribuição de ativos materiais. Nós enfatizamos que, devido às suas limitações inerentes, existe a possibilidade de que essas ações possam não prevenir ou detectar falhas nas demonstrações financeiras. Adicionalmente, projeções de qualquer avaliação da efetividade dos controles internos sobre relatórios financeiros para períodos futuros estão sujeitas aos riscos de que os controles possam se tornar inadequados nas função de mudanças em condições, ou inconformidade com as políticas e procedimentos.

Nossa administração avaliou a eficácia de nossos controles internos sobre relatórios financeiros em 31 de dezembro de 2012, baseada no critério estabelecido na estrutura de controles internos Integrados especificada pelo *Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission*, ou COSO, e concluiu que, para o ano encerrado em 31 de dezembro de 2012, nosso sistema de controles internos sobre relatórios financeiros é efetivo.

A firma de auditores públicos independentes da Companhia que auditou as nossas demonstrações financeiras consolidadas do exercício findo em 31 de dezembro de 2012, a Deloitte Touche Tohmatsu Auditores Independentes, auditou a eficácia dos controles internos sobre relatórios financeiros da Companhia em 31 de dezembro de 2012 e emitiu um parecer, incluído a seguir.

O Comitê de Ética

Nosso Comitê de Ética foi estabelecido em 12 de agosto de 2004, e é composto de três membros permanentes e três membros suplentes. É responsável pela gestão, divulgação e atualização da Declaração de Princípios Éticos e o Código de Conduta Profissional.

O Comitê recebe e investiga todos os relatos de violação aos princípios de ética e padrões de conduta. Especificamente em relação aos princípios éticos, esses devem ser apresentados com a identificação da parte interessada. Reclamações e dúvidas devem ser enviadas à: CEMIG, Av. Barbacena 1200, S.A.-19º andar/A1. O Comitê também pode ser contatado pelo e-mail comissaodeetica@cemig.com.br.

Em dezembro de 2006, implementamos o Canal de Denúncia Anônima, disponível em nossa intranet. O propósito deste portal é receber, anonimamente reclamações ou denúncias de práticas irregulares, como fraude financeira, apropriação indevida de ativos, recebimento de vantagens indevidas, e a realização de contratos ilegais. Esse canal visa uma melhoria na transparência, na correção de comportamentos antiéticos ou ilegais e na governança corporativa, assim como ser um instrumento que atende os requisitos da Lei *Sarbanes-Oxley*.

(c) Relatório dos Auditores Independentes

RELATÓRIO DOS AUDITORES INDEPENDENTES

Ao Conselho de Administração e Acionistas da
Companhia Energética de Minas Gerais - CEMIG
Belo Horizonte, MG, Brasil

Examinamos o controle interno sobre a elaboração de relatórios financeiros da Companhia Energética de Minas Gerais – CEMIG e controladas (“Companhia”) em 31 de dezembro de 2012, com base nos critérios estabelecidos pelo Controle Interno - Estrutura Integrada emitido pelo Comitê das Organizações Patrocinadoras – COSO. A administração da Companhia é responsável por manter um controle interno eficaz sobre a elaboração de relatórios financeiros e pela avaliação da eficácia desse controle, incluído no Relatório Anual em Formulário 20-F. Nossa responsabilidade é a de expressar uma opinião sobre os controles internos sobre a elaboração de relatórios financeiros com base em nossos exames.

Nosso exame foi conduzido de acordo com as normas do PCAOB - Conselho de Supervisão de Assuntos Contábeis das Empresas Abertas (Estados Unidos). De acordo com essas normas, a finalidade do planejamento e da realização da auditoria é obter segurança razoável sobre a manutenção do controle interno eficaz sobre a elaboração de relatórios financeiros em todos os aspectos relevantes. Nosso exame consistiu em obter um entendimento dos controles internos sobre a preparação das informações financeiras, avaliar os riscos de deficiências relevantes, e testar e avaliar o desenho e a eficácia operacional dos controles internos com base no risco avaliado e realizar outros procedimentos considerados necessários nas circunstâncias. Acreditamos que o nosso exame é suficiente e apropriado para fundamentar nossa opinião.

O controle interno sobre a elaboração de relatórios financeiros da Companhia é um processo elaborado pelo(s), ou sob a supervisão do(s), principal executivo e principais diretores financeiros da Companhia, ou pessoas que desempenham funções similares, e executado pelo Conselho de Administração, pela administração e por outros funcionários para oferecer segurança razoável sobre a confiabilidade dos relatórios financeiros e da elaboração das demonstrações financeiras para fins externos de acordo com as normas internacionais de relatório financeiro (IFRS) emitidas pelo International Accounting Standards Board – IASB. O controle interno sobre a elaboração de relatórios financeiros da Companhia inclui as políticas e procedimentos que (1) referem-se à manutenção de registros que, em detalhe razoável, reflitam adequadamente as transações e alienação dos ativos da Companhia; (2) forneçam garantia razoável de que as transações estão registradas de forma necessária para permitir a elaboração de demonstrações financeiras de acordo com as normas internacionais de relatório financeiro (IFRS) emitidas pelo International Accounting Standards Board – IASB, e que os recebimentos e gastos da Companhia estão sendo realizados somente com a autorização da administração e dos diretores da Companhia; e (3) forneçam garantia razoável sobre a prevenção ou identificação em tempo hábil da aquisição, utilização ou alienação não autorizada dos ativos da Companhia que poderiam ter um efeito relevante sobre as demonstrações financeiras.

Devido às limitações inerentes ao controle interno sobre a elaboração de relatórios financeiros, incluindo a possibilidade de conluio ou desconsideração de controles por parte da administração, as distorções relevantes causadas por erro ou fraude podem não ser evitadas ou identificadas em tempo hábil. Além disso, as projeções de qualquer avaliação acerca da eficácia do controle interno sobre a elaboração de relatórios financeiros de períodos futuros estão sujeitas ao risco de os controles tornarem-se inadequados devido a mudanças nas condições, ou de que o grau de cumprimento de políticas ou procedimentos possa ser afetado negativamente.

Em nossa opinião, a Companhia manteve, em todos os aspectos relevantes, controle interno eficaz sobre a elaboração de relatórios financeiros em 31 de dezembro de 2012, com base nos critérios estabelecidos nos critérios estabelecidos pelo Controle Interno - Estrutura Integrada emitido pelo Comitê das Organizações Patrocinadoras – COSO.

Examinamos, também, de acordo com as normas do PCAOB - Conselho de Supervisão de Assuntos Contábeis das Empresas Abertas (Estados Unidos), o balanço patrimonial consolidado da Companhia em e para o exercício findo em 31 de dezembro de 2012, emitimos parecer sem ressalvas, datado de 26 de abril de 2013, sobre essas demonstrações financeiras e incluímos notas explicativas relacionadas: (i) ao fato de que as taxas de depreciação relacionadas aos bens do imobilizado da atividade de geração de energia elétrica imobilizado no regime de produção independente e a realização de certos ativos financeiros da concessão relacionados às atividades de distribuição de gás são estimados considerando-se os fatos e as circunstâncias mencionados nas notas 2.6 (h) e 13. À medida que estejam disponíveis novas informações ou decisões dos poderes concedentes, as taxas de depreciação relacionadas ao ativo imobilizado ou a realização do ativo financeiro da concessão relacionados às atividades de distribuição de gás poderão ser alteradas; e (ii) o fato de que a controlada em conjunto Madeira Energia S.A. tem apurado prejuízos recorrentes e capital circulante liquido negativo, e que, nesta data, a Madeira Energia S.A. depende do suporte financeiro de seus acionistas ou da emissão de títulos da dívida adicionais para continuar operando.

/s/ Deloitte Touche Tohmatsu Auditores Independentes

Belo Horizonte, MG, Brasil
26 de abril de 2013

(d) Mudanças no Controle Interno sobre Relatórios Financeiros

Não houve mudança em nosso sistema de controle interno sobre relatórios financeiros durante o ano finalizado em 31 de dezembro de 2012 que afetasse de forma siginificativa, ou que provavelmente afetaria deforma significativa, nosso controle interno sobre os relatórios financeiros.

Item 16A. Perito Financeiro do Comitê de Auditoria

Nosso Conselho Fiscal atua como comitê de auditoria para os fins da Lei *Sarbanes-Oxley* de 2002. Segundo a Seção 10A-3 das normas da SEC sobre comitês de auditoria de companhias listadas, emissores não norte-americanos têm permissão para não ter um Comitê de Auditoria separado formado pormembros independentes se houver um Conselho Fiscal estabelecido e escolhido de acordo com as normas legais de seu país de origem, expressamente requerendo ou permitindo que tal conselho siga certas obrigações. Também segundo esta exceção, um Conselho Fiscal pode exercer as obrigações e responsabilidades de um Comitê de Auditoria dos Estados Unidos, até o limite permitido pela legislação brasileira. Os peritos financeiros de nosso Conselho Fiscal são os Srs Helton da Silva Soares e Ari Barcelos da Silva.

Item 16B. Código de Ética

Adotamos um código de ética, conforme definido no Item 16B do Formulário 20-F ao amparo do *Exchange Act*. Nosso código de ética aplica-se ao nosso Diretor-Presidente, Diretor de Finanças, Participações e de Relações com Investidores e às pessoas que desempenham funções similares, bem como aos nossos conselheiros e demais diretores e empregados. Nosso código de ética foi arquivado junto à SEC como Anexo 11 de nosso Relatório Anual do Formulário 20-F do exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2003, e também está disponível em nosso site www.cemig.com.br. Se alterarmos as disposições do nosso código de ética que se aplicam ao nosso Diretor-Presidente, Diretor de Finanças, Participações e de relações com Investidores e às pessoas que desempenham funções similares, ou se procedermos a qualquer dispensa de tais disposições, divulgaremos tal alteração ou dispensa dentro de 5 dias úteis contados da alteração ou dispensa em nosso site na Internet no mesmo endereço.

Item 16C. Principais Honorários e Serviços dos Auditores

Honorários de Auditoria e de Outra Natureza

A tabela a seguir resume os honorários totais faturados à nossa companhia pela Deloitte Touche Tohmatsu Auditores Independentes nos exercícios sociais encerrados em 31 de dezembro de 2012 e pela KPMG Auditores Independentes durante os exercícios fiscais encerrados em 31 de dezembro de 2012 e 2011:

	Exercício encerrado em 31 de dezembro de		
	2012 (DTT)	2012(KPMG)	2011
		(milhares de reais)	
Honorários de auditoria	686	**123**	**624**
Serviços adicionais			
Diagnóstico e avaliação de controles internos – SOX	56	150	255
Imposto Honorários	23	6	121
Honorários por serviços relativos à auditoria	-	7	302
Projetos de pesquisa e desenvolvimento	-	-	25
Tradução de relatórios	2	-	9
Treinamento relativo a legislação tributária	-	-	6
Relatório Técnico relativo ao Projeto Financeiro	-	-	16
Total de honorários	**767**	**286**	**1. 358**

Honorários de Auditoria – Os honorários de auditoria contidos na tabela acima são os honorários totais faturados pela Deloitte Touche Tohmatsu Auditores Independentes em 2012 e KPMG Auditores Independentes em 2012 e 2011 em função da auditoria de nossas demonstrações financeiras anuais preparadas de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil e com o IFRS, conforme editado pelo IASB, e da revisão de nossas demonstrações financeiras trimestrais.

Honorários por Assessoria Fiscal – Os honorários fiscais são honorários referentes a serviços profissionais com relação à revisão de declarações de imposto (atendimento de regulamentos fiscais).

Honorários por Serviços Relacionados a Auditoria – Os honorários por serviços relacionados a auditoria são honorários referentes às exigências regulatórias.

Políticas e Procedimentos de Aprovação Prévia do Comitê de Auditoria

Nosso Conselho Fiscal atua como nosso comitê de auditoria para fins da Lei *Sarbanes-Oxley* de 2002. Contudo, conforme exigido pela legislação brasileira, adotamos políticas e procedimentos de aprovação prévia de acordo com os quais todos os serviços de auditoria e de outra natureza prestados por nossos auditores externos deverão ser aprovados pelo Conselho de Administração. Quaisquer propostas de serviço submetidas por auditores externos devem ser discutidas e aprovadas pelo Conselho de Administração durante suas reuniões. Uma vez aprovada a proposta de serviço, formalizamos a contratação dos serviços. A aprovação de quaisquer serviços de auditoria e de outra natureza, a serem prestados por nossos auditores externos, encontra-se especificada nas atas das reuniões do nosso Conselho de Administração.

Item 16D. Isenções de Padrões de Listagem para os Comitês de Auditoria

Contamos com a isenção geral dos padrões de listagem de comitês de auditoria, contida na Regra 10A-3(c)(3) do *Exchange Act*. Possuímos um Conselho Fiscal que realiza a função de um comitê de auditoria dos Estados Unidos até o limite permitido pela legislação brasileira. A legislação Brasileira exige que nosso Conselho Fiscal seja separado do Conselho de Administração, e que os membros de nosso Conselho Fiscal não sejam eleitos pela nossa administração. A legislação brasileira estabelece normas para a independência do nosso Conselho Fiscal em relação à nossa administração.

Não acreditamos que a utilização desta isenção por nossa Companhia afetará materialmente a habilidade de nosso Conselho Fiscal de atuar de forma independente e de atender a outros requisitos dos padrões de listagem referentes aos comitês de auditoria contidos na Regra 10A-3 do *Exchange Act*.

Item 16E. Aquisição de Valores Mobiliários pela Emissora e por Adquirentes Afiliados

Não aplicável.

Item 16F. Alterações no Credenciamento de Auditores Certificados da Requerente

A KPMG Auditores Independentes foi nomeada para atuar como nossa empresa de auditoria independente por um período de cinco anos para auditar nossas demonstrações financeiras consolidadas para os exercícios sociais encerrados em 31 de dezembro de 2007, 2008, 2009, 2010 e 2011. Nos termos da regulamentação da CVM, as companhias abertas brasileiras são obrigadas a estabelecer rotação de suas empresas de auditoria independente a cada cinco anos.

Devido às limitações estabelecidas nessa regulamentação, não procuramos renovar o contrato com a KPMG quando expirou e a KPMG não poderia tentar ser reeleita. Em 9 de Dezembro de 2012, nosso Conselho de Administração aprovou o processo de licitação para o novo auditor, que resultou no apontamento da Deloitte Touche Tohmatsu Auditores Independentes. A mesma começou a atuar como nossa auditora independente na revisão de nossas informações trimestrais no segundo trimestre de 2012.

Os pareceres da KPMG Auditores Independentes sobre as demonstrações financeiras de cada um dos cinco exercícios sociais encerrados em 31 de dezembro de 2007, 2008, 2009, 2010 e 2011 não continha opinião adversa ou ressalvas, nem foi qualificada ou modificada em relação a incertezas, âmbito da auditoria ou princípios contábeis. Durante esses cinco exercícios sociais, não houve desentendimentos com a KPMG Auditores Independentes, resolvidos ou não, sobre qualquer assunto envolvendo princípios ou práticas contábeis, divulgação de demonstrações financeiras, ou escopo dos procedimentos de auditoria, desacordo este que, não sendo resolvido de forma satisfatória à KPMG Auditores Independentes, teria feito com que a KPMG Auditores Independentes fizesse referência ao objeto da discordância em seus pareceres de auditoria para tais exercícios.

Solicitamos à KPMG Auditores Independentes uma carta dirigida à SEC informando se concorda ou não com as afirmações acima. Uma cópia desta carta está arquivada como Anexo 4.34 a este Formulário 20-F.

Não consultamos a Deloitte Touche Tohmatsu Auditores Independentes durante os nossos dois últimos exercícios sociais ou qualquer período intermediário subsequente quanto à aplicação dos princípios de contabilidade para uma transação específica, concluída ou proposta, o tipo de parecer de auditoria que pode ser elaborado em relação a nossas demonstrações financeiras ou qualquer assunto que tenha sido objeto de uma discordância (tal como definido no item 16F (a) (1) (iv) do Formulário 20-F), ou um evento a ser divulgado (tal como descrito no item 16F (a) (1) (v) do Formulário 20-F).

Item 16G. Governança Corporativa

Diferenças de Governança Corporativa com relação às Práticas da NYSE

Em 4 de novembro de 2003, a Bolsa de Valores de Nova York, ou NYSE, estabeleceu novas normas de governança corporativa. Segundo essas normas, emitentes privadas estrangeiras ficam sujeitas a conjunto de exigências de governança corporativa mais limitado do que as emitentes nacionais dos EUA. De acordo com essas normas, nossa companhia fica obrigada a fazer constar de nosso relatório anual aos acionistas uma descrição das diferenças significativas entre as práticas de governança corporativa da CEMIG e as que se aplicariam a emitente nacional dos EUA de acordo com as regras de governança corporativa da NYSE. O quadro a seguir resume essas diferenças.

Artigo	Norma de Governança Corporativa da NYSE para emitentes nacionais dos EUA	Nosso enfoque
303A.01	A companhia listada deve ter maioria de conselheiros independentes. As “companhias controladas” não ficam obrigadas a dar atendimento a esta exigência.	Nos termos do Artigo 303A das normas da New York Stock Exchange, “companhia controlada” é considerada como uma companhia na qual mais de 50% do poder de voto é detido por um indivíduo, um grupo ou outra companhia. Tendo em vista que 50,97% do capital votante da CEMIG são detidos pelo Estado de Minas Gerais, esta é considerada como uma companhia controlada. Sendo assim, este requisito atualmente não se aplica à CEMIG.
303A.03	Os conselheiros não encarregados de administração da companhia listada deverão se reunir em sessões executivas regularmente programadas sem a administração.	Os conselheiros não encarregados de administração da CEMIG não se reúnem em sessões executivas regularmente programadas sem a administração.

303A.04	A companhia listada deverá ter um comitê de governança corporativa designado composto integralmente por conselheiros independentes: com atribuições estatutárias mínimas definidas. As “companhias controladas” não ficam obrigadas a dar atendimento a esta exigência.	Na qualidade de companhia controlada, a CEMIG não está obrigada a ter um comitê de governança nominativo. Contudo, a CEMIG possui um Comitê de Governança Corporativa, composto por membros independentes e não independentes, e suas responsabilidades são claramente definidas nos regulamentos internos do Conselho de Administração.
303A.05	A companhia listada deve ter um comitê de remuneração composto integralmente por conselheiros independentes com atribuições estatutárias mínimas definidas. As “companhias controladas” não ficam obrigadas a dar atendimento a esta exigência.	Na qualidade de companhia controlada, a CEMIG não ficaria obrigada a dar atendimento à exigência de comitê de remuneração como se fosse emitente nacional dos EUA. A CEMIG não tem comitê de remuneração.
303A.06 e 303A.07	A companhia listada deve ter um comitê de auditoria com no mínimo três conselheiros independentes que deem atendimento às exigências de independência da Regra 10A-3 ao amparo do *Securities Exchange Act* de 1934, conforme alterado, com atribuições estatutárias mínimas definidas.	A CEMIG exerce sua prerrogativa nos termos da Norma da SEC 10A-3 e a Lei Sarbanes-Oxley de 2002, que permite emissores não norte-americanos a não terem um Comitê de Auditoria. Nosso Conselho Fiscal exerce as funções de um Comitê de Auditoria norte-americano até o limite permitido no direito brasileiro. O Conselho Fiscal da CEMIG é um órgão permanente, responsável, principalmente, pela inspeção e supervisão das atividades dos administradores e por verificar a obediência dos administradores aos seus deveres segundo a lei e o Estatuto Social.
303A.08	Deverá ser conferida aos acionistas a oportunidade de votar planos de remuneração em ações e respectivas revisões relevantes, com isenções limitadas estabelecidas nas normas da NYSE.	Nos termos da Lei Brasileira das Sociedades por Ações, a aprovação dos acionistas é exigida para adoção de planos de remuneração em ações.
303A.09	A companhia listada deverá adotar e divulgar diretrizes de governança corporativa que englobem certas matérias especificadas mínimas	A CEMIG está listada no segmento de Práticas Diferenciadas de Governança Corporativa Nível 1 da BM&FBovespa, e, por conseguinte, a CEMIG é obrigada a seguir as normas contidas nos regulamentos relacionados. Adicionalmente, o Manual de Divulgação e Uso de Informação da CEMIG, sua Política de Comercialização de Valores Mobiliários, os Regulamentos Internos de seu Conselho de Administração e seu Código de Ética definem regras importantes de governança corporativa as quais orientam sua administração.
303A.12	Cada Diretor-Presidente de companhia listada deverá certificar a NYSE, a cada exercício, de que não tem conhecimento de qualquer violação pela companhia de parâmetros de governança corporativa listados pela NYSE	O Diretor-Presidente da CEMIG prontamente notificará a NYSE por escrito depois que qualquer diretor da CEMIG tiver conhecimento de qualquer descumprimento relevante das disposições aplicáveis das normas de governança corporativa da NYSE.

PARTE III

Item 17. Demonstrações Financeiras

Não aplicável.

Item 18. Demonstrações Financeiras

Fazemos referência às páginas F-1 até F-102 do presente relatório anual.

As demonstrações financeiras abaixo são apresentadas como parte do presente relatório anual na forma do Formulário 20-F:

- Parecer da Deloitte Touche Tohmatsu Auditores Independentes para o exercício encerrado em 31 de dezembro de 2012;
- Parecer da KPMG Auditores Independentes referentes aos exercícios encerrados em 31 de dezembro de 2011 e 31 de dezembro de 2010;
- Demonstrações da Situação Financeira Consolidadas Auditadas de 31 de dezembro de 2012 e 31 de dezembro de 2011;
- Demonstrações do Resultado Consolidado e Demonstrações do Lucro Abrangente Auditadas para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2012, 2011 e 2010.
- Demonstrações das Mutações do Patrimônio Líquido Consolidadas Auditadas do triênio findo em 31 de dezembro de 2012, 2011 e 2010;
- Demonstrações do Fluxo de Caixa Consolidadas Auditadas para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2012, 2011 e 2010; e
- Notas Explicativas das Demonstrações Financeiras Consolidadas.

Item 19. Anexos

Os documentos abaixo encontram-se incluídos como anexos do presente relatório anual:

Número do Anexo	Documento
1	Estatuto Social da CEMIG, conforme alterado e em vigor desde 27 de abril de 2012 .
2.1	Segunda Alteração e Consolidação do Contrato de Depósito, datado de 10 de agosto de 2001, celebrado por e entre nós, o Citibank N.A., na qualidade de depositário, e os detentores e titulares de ADSs evidenciadas por ADRs emitidos de acordo com seus termos (incorporado por referência ao Termo de Registro no Formulário F-6 relativo às ADSs arquivado em 20 de agosto de 2001 (Protocolo nº 333-13826)).
2.2	Acordo de Acionistas, datado de 18 de junho de 1997, celebrado entre o Governo Estadual e a Southern, tendo por objeto os direitos e obrigações dos titulares de nossas ações (incorporado por referência ao Anexo 2.1 do Termo de Registro no Formulário 20-F, arquivado em 13 de agosto de 2001 (Protocolo nº 1-15224)).
2.3	Aditivo nº 1 à Segunda Alteração e Consolidação de Contrato de Depósito, datado de 10 de agosto de 2001, por e entre nós, o Citibank N.A., como depositário, e os detentores e titulares beneficiários das ADSs demonstradas por ADRs emitidos sob seus termos (incorporado por referência Termo de Registro no Formulário F-6 relativo às ADSs, arquivado em 11 de junho de 2007 (Protocolo nº 333-143636)).
2.4	Contrato de Depósito, datado de 12 de junho de 2007, por e entre nós, o Citibank, N.A., como depositário, e os detentores e titulares beneficiários de ADSs evidenciadas por ADRs emitidos de acordo com seus termos

(incorporado por referência ao Termo de Registro no Formulário F-6 relativo às ADSs de ações ordinárias arquivado em 7 de maio de 2007 (Protocolo nº 333-142654)).

4.1 Contrato de Concessão de Serviços de Geração de Energia Elétrica, datado de 10 de julho de 1997, celebrado por nós e o Governo Federal, tendo por objeto a prestação de serviços de geração de energia elétrica ao público (incorporado por referência ao Anexo 4.1 do Termo de Registro no Formulário 20-F arquivado em 13 de agosto de 2001 (Protocolo nº 1-15224)).

4.2 Contrato de Concessão de Serviços de Transmissão de Energia Elétrica, datado de 10 de julho de 1997, celebrado por nós e o Governo Federal tendo por objeto a transmissão de energia elétrica ao público (incorporado por referência ao Anexo 4.2 do Termo de Registro no Formulário 20-F arquivado em 13 de agosto de 2001 (Protocolo nº 1-15224)).

4.3 Segundo aditivo ao Contrato de Concessão de Serviços de Transmissão de Energia Elétrica, datado de 16 de setembro de 2005 (incorporado por referência ao Anexo 4.3 do Termo de Registro no Formulário 20-F arquivado em 30 de junho de 2006 (Protocolo nº 1-15224)).

4.4 Terceiro aditivo ao Contrato de Concessão de Serviços de Transmissão de Energia Elétrica, para as áreas geográficas do Norte, Sul, Leste e Oeste, datado de 13 de abril de 2010 (incorporado por referência ao Anexo 4.4 do Termo de Registro no Formulário 20-F arquivado em 30 de junho de 2010 (Protocolo nº 1-15224)).

4.5 Contratos de Concessão de Serviços Públicos de Distribuição de Energia Elétrica, datados de 10 de julho de 1997, celebrados por nós e o Governo Federal tendo por objeto a prestação de serviços de distribuição de energia elétrica ao público (incorporados por referência ao Anexo 4.3 do Termo de Registro no Formulário 20-F arquivado em 13 de agosto de 2001 (Protocolo nº 1-15224)).

4.6 Primeiro Aditivo ao Contrato de Concessão de Serviços de Distribuição de Energia Elétrica, datado de 31 de março de 2005 (incorporado por referência ao Anexo 4.5 do Termo de Registro no Formulário 20-F arquivado em 30 de junho de 2006 (Protocolo nº 1-15224)).

4.7 Segundo Aditivo ao Contrato de Concessão de Serviços de Distribuição de Energia Elétrica, datado de 16 de setembro de 2005 (incorporado por referência ao Anexo 4.6 do Termo de Registro no Formulário 20-F arquivado em 30 de junho de 2006 (Protocolo nº 1-15224)).

4.8 Contrato para a Cessão da Conta CRC, datado de 31 de maio de 1995, celebrado por nós e o Governo Estadual, tendo por objeto valores devidos a nós pelo Governo Estadual (incorporado por referência ao Anexo 4.4 do Termo de Registro no Formulário 20-F arquivado em 13 de agosto de 2001 (Protocolo nº 1-15224)).

4.9 Primeiro Aditivo ao Contrato para a Cessão da Conta CRC, datado de 24 de fevereiro de 2001, celebrado por nós e o Governo Estadual, tendo por objeto valores devidos a nós pelo Governo Estadual (incorporado por referência ao Anexo 4.5 ao nosso Relatório Anual no Formulário 20-F arquivado em 26 de março de 2003 (Protocolo nº 1-15224)).

4.10 Segundo Aditivo ao Contrato para a Cessão da Conta CRC, datado de 14 de outubro de 2002, celebrado por nós e o Governo Estadual, tendo por objeto valores devidos a nós pelo Governo Estadual (incorporado por referência ao Anexo 4.6 ao nosso Relatório Anual no Formulário 20-F arquivado em 26 de março de 2003 (Protocolo nº 1-15224)).

4.11 Terceiro Aditivo ao Contrato para a Cessão da Conta CRC, datado de 24 de outubro de 2002, celebrado por nós e o Governo Estadual, tendo por objeto valores devidos a nós pelo Governo Estadual (incorporado por referência ao Anexo 4.7 ao nosso Relatório Anual no Formulário 20-F arquivado em 26 de março de 2003 (Protocolo nº 1-15224)).

4.12 Quarta Alteração ao Contrato para a Cessão da Conta CRC, datada de 23 de janeiro 2006, celebrado por nós e o Governo Estadual, tendo por objeto valores devidos a nós pelo Governo Estadual (incorporado por referência ao Anexo 4.14 ao nosso Termo de Registro no Formulário 20-F arquivado em 30 de junho de 2006 (Protocolo nº 1-15224)).

4.13 Anúncio de Início de Distribuição Pública de Sênior Units, em conexão com o Fundo de Securitização da Conta CRC, datado de 26 de Janeiro de 2006 (incorporado por referência no Anexo 4.15 ao nosso Termo de Registro no Formulário 20-F registrado em 30 de junho de 2006 (Arquivo nº 1-15224)).

4.14 Sumário da Escritura Cobrindo a Primeira Emissão de Notas Promissórias Comerciais, datado de 24 de agosto de 2006, entre a Cemig Distribuição e o Unibanco—União dos Bancos Brasileiros S.A. (incorporado por referência no Anexo 4.18 ao nosso Termo de Registro no Formulário 20-F registrado em 23 de julho de 2007 (Arquivo nº 1-15224)).

4.15 Sumário da Escritura Cobrindo a Distribuição Pública de Debêntures Simples e Não Conversíveis, datada de 17 de abril de 2007, entre a Cemig Geração e Transmissão e o Unibanco – União dos Bancos Brasileiros S.A. (incorporado por referência no Anexo 4.19 ao nosso Termo de Registro no Formulário 20-F registrado em 23 de julho de 2007 (Arquivo nº 1-15224)).

4.16 Sumário da Escritura Cobrindo a Segunda Emissão de Debêntures, datado de 19 de dezembro de 2007, entre a Cemig Distribuição e o BB Banco de Investimento S.A. (inserido por referência ao Anexo 4.20 ao nosso Relatório Anual no Formulário 20-F, arquivado em 30 de junho de 2008 (Arquivo nº 1-15224)).

4.17 Contrato de Compra e Venda de Ações, datado de 23 de abril de 2009, entre a Cemig Geração e Transmissão, a Terna – Rete Elettrica Nazionale S.p.A. e a CEMIG (incorporado por referência ao Anexo 4.22 ao nosso Termo de Registro no Formulário 20-F arquivado em 19 de junho de 2009 (Protocolo nº 1-15224)).

4.18 Resumo em inglês do Contrato de Compra e Venda de Ações celebrado entre a Companhia Energética de Minas Gerais – CEMIG e Andrade Gutierrez Concessões S.A, em 30 de dezembro de 2009 (incorporado por referência ao Anexo 4.18 do Termo de Registro no Formulário 20-F arquivado em 30 de junho de 2010 (Protocolo nº 1-15224)).

4.19 Resumo em inglês do Contrato de Compra e Venda de Ações celebrado entre a Companhia Energética de Minas Gerais – CEMIG e o Fundo de Investimento em Participações PCP, em 31 de dezembro de 2009 (incorporado por referência ao Anexo 4.19 do Termo de Registro no Formulário 20-F arquivado em 30 de junho de 2010 (Protocolo nº 1-15224)).

4.20 Resumo em inglês do Contrato de Opção de Venda de Ações celebrado entre a Companhia Energética de Minas Gerais – CEMIG e a Enlighted Partners Venture Capital LLC, em 24 de março de 2010 (incorporado por referência ao Anexo 4.20 do Termo de Registro no Formulário 20-F arquivado em 30 de junho de 2010 (Protocolo nº 1-15224)).

4.21 Resumo em inglês do Contrato de Compra de Ações entre a Transmissora Aliança de Energia Elétrica S.A., a Abengoa Concessões Brasil Holding S.A. e a Abengoa Participações Holding S.A., datado de 2 de junho de 2011 (incorporado por referência ao Formulário 20-F arquivado em 27 de abril de 2012 (nº do protocolo: 1-15224)).

4.22 Resumo em inglês do Contrato de Compra de Ações entre a Transmissora Aliança de Energia Elétrica S.A., a Abengoa Concessões Brasil Holding S.A., a Abengoa Construção Brasil Ltda., a NTE -. Nordeste Transmissora de Energia S.A. e a Abengoa Participações Holding S.A., datado de 2 de junho de 2011 (incorporado por referência ao Formulário 20-F arquivado em 27 de abril de 2012 (nº do protocolo: 1-15224)).

4.23 Sumário da Escritura Cobrindo a Distribuição Pública de Debêntures Não Conversíveis, da Espécie Quirografária para Distribuição Pública, datada de 3 de março de 2010, firmada entre Cemig Geração e Transmissão e BB – Banco de Investimento S.A. (incorporado por referência ao Anexo 4.23. do nosso Relatório Anual no Formulário 20-F arquivado em 30 de junho de 2011 (Protocolo nº 1.15224)).

4.24 Sumário em inglês do Contrato de Compra de Ações firmado entre a Transmissora Aliança de Energia Elétrica S.A. e a Abengoa Concessões Brasil Holding S.A., datada de 16 de março de 2012 (incorporado por referência ao Formulário 20-F arquivado em 27 de abril de 2012 (nº do protocolo: 1-15224)).

4.25 Sumário em inglês do Contrato de Investimento firmado entre a RR Participações S.A., Light S.A. e Renova Energia S.A., datada de 8 de julho de 2011 (incorporado por referência ao Formulário 20-F arquivado em 27 de abril de 2012 (nº do protocolo: 1-15224)).

4.26 Sumário em inglês do Contrato de Opção de Compra de Ações firmado entre a Parati S.A. e a Fundação de Seguridade Social Braslight, datada de 15 de julho de 2011 (incorporado por referência ao Formulário 20-F arquivado em 27 de abril de 2012 (nº do protocolo: 1-15224)).

4.27 Sumário em inglês do Contrato de Compra e Venda de Ações, firmado entre Amazônia Energia Participações S.A., Construtora Queiroz Galvão S.A., Construtora OAS Ltda., Contern Construções e Comércio Ltda., Cetenco Engenharia S.A., Galvão Engenharia S.A., e J.Malucelli Construtora de Obras S.A. pelas ações na

	Norte Energia S.A., datado de 25 de outubro de 2011 (incorporado por referência ao Formulário 20-F arquivado em 27 de abril de 2012 (nº do protocolo: 1-15224)).
4.28	Sumário em inglês do Contrato de Compra de Ações firmado entre a Cemig e o Estado de Minas Gerais, datado de 27 de dezembro de 2011 (incorporado por referência ao Formulário 20-F arquivado em 27 de abril de 2012 (nº do protocolo: 1-15224)).
4.29	Sumário da Escritura Cobrindo a Distribuição Pública de Debêntures Não Conversíveis da Espécie Quirografária firmada entre Cemig Geração e Transmissão S.A., HSBC Corretora de Títulos e Valores Mobiliários S.A., Banco BTG Pactual S.A. e Banco do Nordeste do Brasil S.A. (incorporado por referência ao Formulário 20-F arquivado em 27 de abril de 2012 (nº do protocolo: 1-15224)).
4.30	Anúncio de Início de Distribuição Pública, sob o Regime de Garantia de Colocação, de Debêntures Simples, Não Conversíveis em Ações, da Espécie Quirografária, com Garantia Adicional Fidejussória, em três Séries, da 3° Emissão da Cemig Distribuição S.A., datado de 19 de março de 2012.
4.31	Anúncio de Início de Distribuição Pública, sob o Regime de Garantia de Colocação, de Debêntures Simples, Não Conversíveis em Ações, da Espécie Quirografária, com Garantia Adicional Fidejussória, em três Séries, da 3° Emissão da Cemig Geração e Transmissão S.A., datado de 12 de março de 2012
4.32	Sumário do Contrato de Investimento em Ativos de Transmissão firmado entre a Cemig, Cemig Geração e Transmissão S.A. e a Transmissora Aliança de Energia Elétrica S.A, datado de 17 de maio de 2012.
4.34	Carta da KPMG Auditores Independentes fornecida à SEC informando a mudança de auditoria, como descrito no Item 16F(a)(1)(v)do Form 20-F, datado 29 de abril de 2013.
4.35	Sumário do Termo de Compromisso para Quitação, firmado entre o Estado de Minas Gerais e a Cemig, datado de 22 de novembro de 2012.
8	Lista das Subsidiárias (incorporada por referência ao Anexo 8 ao nosso Relatório Anual no Formulário 20-F arquivado em 25 de maio de 2005 (Protocolo nº 1-15224)).
11	Código de Ética (incorporado por referência ao Anexo 11 ao nosso Relatório Anual no Formulário 20-F arquivado em 1º de julho de 2004 (Protocolo nº 1-15224)).
12.1	Certificado do Diretor-Presidente de acordo com o artigo 302 da Lei *Sarbanes-Oxley* de 2002, datado de 29 de abril de 2013.
12.2	Certificado do Diretor de Finanças e Relações com Investidores de acordo com o artigo 302 da Lei *Sarbanes-Oxley* de 2002, datado de 29 de abril de 2013.
13.1	Certificado do Diretor-Presidente de acordo com o artigo 906 da Lei *Sarbanes-Oxley* de 2002, datado de 29 de abril de 2013.
13.2	Certificado do Diretor de Finanças e Relações com Investidores de acordo com o artigo 906 da Lei *Sarbanes-Oxley* de 2002, datado de 29 de abril de 2013.

ASSINATURAS

A requerente por este ato certifica que atende a todas as exigências de arquivamento segundo o Formulário 20-F e que devidamente fez com que o presente relatório anual fosse firmado em seu nome pelo infra-assinado, devidamente autorizado para tanto.

COMPANHIA ENERGÉTICA DE MINAS GERAIS—CEMIG

Por: (ass): Djalma Bastos de Morais___
Nome: Djalma Bastos de Morais
Cargo: Diretor-Presidente

Data: 29 de abril de 2013

Índice de Anexos

Número do Anexo	Documento
1	Estatuto Social da CEMIG, conforme alterado e em vigor desde 27 de abril de 2012 .
2.1	Segunda Alteração e Consolidação do Contrato de Depósito, datado de 10 de agosto de 2001, celebrado por e entre nós, o Citibank N.A., na qualidade de depositário, e os detentores e titulares de ADSs evidenciadas por ADRs emitidos de acordo com seus termos (incorporado por referência ao Termo de Registro no Formulário F-6 relativo às ADSs arquivado em 20 de agosto de 2001 (Protocolo nº 333-13826)).
2.2	Acordo de Acionistas, datado de 18 de junho de 1997, celebrado entre o Governo Estadual e a Southern, tendo por objeto os direitos e obrigações dos titulares de nossas ações (incorporado por referência ao Anexo 2.1 do Termo de Registro no Formulário 20-F, arquivado em 13 de agosto de 2001 (Protocolo nº 1-15224)).
2.3	Aditivo nº 1 à Segunda Alteração e Consolidação de Contrato de Depósito, datado de 10 de agosto de 2001, por e entre nós, o Citibank N.A., como depositário, e os detentores e titulares beneficiários das ADSs demonstradas por ADRs emitidos sob seus termos (incorporado por referência Termo de Registro no Formulário F-6 relativo às ADSs, arquivado em 11 de junho de 2007 (Protocolo nº 333-143636)).
2.4	Contrato de Depósito, datado de 12 de junho de 2007, por e entre nós, o Citibank, N.A., como depositário, e os detentores e titulares beneficiários de ADSs evidenciadas por ADRs emitidos de acordo com seus termos (incorporado por referência ao Termo de Registro no Formulário L6 relativo às ADSs de ações ordinárias arquivado em 7 de maio de 2007 (Protocolo nº 333-142654)).
4.1	Contrato de Concessão de Serviços de Geração de Energia Elétrica, datado de 10 de julho de 1997, celebrado por nós e o Governo Federal, tendo por objeto a prestação de serviços de geração de energia elétrica ao público (incorporado por referência ao Anexo 4.1 do Termo de Registro no Formulário 20-F arquivado em 13 de agosto de 2001 (Protocolo nº 1-15224)).
4.2	Contrato de Concessão de Serviços de Transmissão de Energia Elétrica, datado de 10 de julho de 1997, celebrado por nós e o Governo Federal tendo por objeto a transmissão de energia elétrica ao público (incorporado por referência ao Anexo 4.2 do Termo de Registro no Formulário 20-F arquivado em 13 de agosto de 2001 (Protocolo nº 1-15224)).
4.3	Segundo aditivo ao Contrato de Concessão de Serviços de Transmissão de Energia Elétrica, datado de 16 de setembro de 2005 (incorporado por referência ao Anexo 4.3 do Termo de Registro no Formulário 20-F arquivado em 30 de junho de 2006 (Protocolo nº 1-15224)).
4.4	Terceiro aditivo ao Contrato de Concessão de Serviços de Transmissão de Energia Elétrica, para as áreas geográficas do Norte, Sul, Leste e Oeste, datado de 13 de abril de 2010 (incorporado por referência ao Anexo 4.4 do Termo de Registro no Formulário 20-F arquivado em 30 de junho de 2010 (Protocolo nº 1-15224)).
4.5	Contratos de Concessão de Serviços Públicos de Distribuição de Energia Elétrica, datados de 10 de julho de 1997, celebrados por nós e o Governo Federal tendo por objeto a prestação de serviços de distribuição de energia elétrica ao público (incorporados por referência ao Anexo 4.3 do Termo de Registro no Formulário 20-F arquivado em 13 de agosto de 2001 (Protocolo nº 1-15224)).
4.6	Primeiro Aditivo ao Contrato de Concessão de Serviços de Distribuição de Energia Elétrica, datado de 31 de março de 2005 (incorporado por referência ao Anexo 4.5 do Termo de Registro no Formulário 20-F arquivado em 30 de junho de 2006 (Protocolo nº 1-15224)).
4.7	Segundo Aditivo ao Contrato de Concessão de Serviços de Distribuição de Energia Elétrica, datado de 16 de setembro de 2005 (incorporado por referência ao Anexo 4.6 do Termo de Registro no Formulário 20-F arquivado em 30 de junho de 2006 (Protocolo nº 1-15224)).
4.8	Contrato para a Cessão da Conta CRC, datado de 31 de maio de 1995, celebrado por nós e o Governo Estadual, tendo por objeto valores devidos a nós pelo Governo Estadual (incorporado por referência ao Anexo 4.4 do Termo de Registro no Formulário 20-F arquivado em 13 de agosto de 2001 (Protocolo nº 1-15224)).
4.9	Primeiro Aditivo ao Contrato para a Cessão da Conta CRC, datado de 24 de fevereiro de 2001, celebrado por nós e o Governo Estadual, tendo por objeto valores devidos a nós pelo Governo Estadual (incorporado por referência ao Anexo 4.5 ao nosso Relatório Anual no Formulário 20-F arquivado em 26 de março de 2003

(Protocolo nº 1-15224)).

4.10 Segundo Aditivo ao Contrato para a Cessão da Conta CRC, datado de 14 de outubro de 2002, celebrado por nós e o Governo Estadual, tendo por objeto valores devidos a nós pelo Governo Estadual (incorporado por referência ao Anexo 4.6 ao nosso Relatório Anual no Formulário 20-F arquivado em 26 de março de 2003 (Protocolo nº 1-15224)).

4.11 Terceiro Aditivo ao Contrato para a Cessão da Conta CRC, datado de 24 de outubro de 2002, celebrado por nós e o Governo Estadual, tendo por objeto valores devidos a nós pelo Governo Estadual (incorporado por referência ao Anexo 4.7 ao nosso Relatório Anual no Formulário 20-F arquivado em 26 de março de 2003 (Protocolo nº 1-15224)).

4.12 Quarta Alteração ao Contrato para a Cessão da Conta CRC, datada de 23 de janeiro 2006, celebrado por nós e o Governo Estadual, tendo por objeto valores devidos a nós pelo Governo Estadual (incorporado por referência ao Anexo 4.14 ao nosso Termo de Registro no Formulário 20-F arquivado em 30 de junho de 2006 (Protocolo nº 1-15224)).

4.13 Anúncio de Início de Distribuição Pública de Sênior Units, em conexão com o Fundo de Securitização da Conta CRC, datado de 26 de Janeiro de 2006 (incorporado por referência no Anexo 4.15 ao nosso Termo de Registro no Formulário 20-F registrado em 30 de junho de 2006 (Arquivo nº 1-15224)).

4.14 Sumário da Escritura Cobrindo a Primeira Emissão de Notas Promissórias Comerciais, datado de 24 de agosto de 2006, entre a Cemig Distribuição e o Unibanco—União dos Bancos Brasileiros S.A. (incorporado por referência no Anexo 4.18 ao nosso Termo de Registro no Formulário 20-F registrado em 23 de julho de 2007 (Arquivo nº 1-15224)).

4.15 Sumário da Escritura Cobrindo a Distribuição Pública de Debêntures Simples e Não Conversíveis, datada de 17 de abril de 2007, entre a Cemig Geração e Transmissão e o Unibanco – União dos Bancos Brasileiros S.A. (incorporado por referência no Anexo 4.19 ao nosso Termo de Registro no Formulário 20-F registrado em 23 de julho de 2007 (Arquivo nº 1-15224)).

4.16 Sumário da Escritura Cobrindo a Segunda Emissão de Debêntures, datado de 19 de dezembro de 2007, entre a Cemig Distribuição e o BB Banco de Investimento S.A. (inserido por referência ao Anexo 4.20 ao nosso Relatório Anual no Formulário 20-F, arquivado em 30 de junho de 2008 (Arquivo nº 1-15224)).

4.17 Contrato de Compra e Venda de Ações, datado de 23 de abril de 2009, entre a Cemig Geração e Transmissão, a Terna – Rete Elettrica Nazionale S.p.A. e a CEMIG (incorporado por referência ao Anexo 4.22 ao nosso Termo de Registro no Formulário 20-F arquivado em 19 de junho de 2009 (Protocolo nº 1-15224)).

4.18 Resumo em inglês do Contrato de Compra e Venda de Ações celebrado entre a Companhia Energética de Minas Gerais – CEMIG e Andrade Gutierrez Concessões S.A, em 30 de dezembro de 2009 (incorporado por referência ao Anexo 4.18 do Termo de Registro no Formulário 20-F arquivado em 30 de junho de 2010 (Protocolo nº 1-15224)).

4.19 Resumo em inglês do Contrato de Compra e Venda de Ações celebrado entre a Companhia Energética de Minas Gerais – CEMIG e o Fundo de Investimento em Participações PCP, em 31 de dezembro de 2009 (incorporado por referência ao Anexo 4.19 do Termo de Registro no Formulário 20-F arquivado em 30 de junho de 2010 (Protocolo nº 1-15224)).

4.20 Resumo em inglês do Contrato de Opção de Venda de Ações celebrado entre a Companhia Energética de Minas Gerais – CEMIG e a Enlighted Partners Venture Capital LLC, em 24 de março de 2010 (incorporado por referência ao Anexo 4.20 do Termo de Registro no Formulário 20-F arquivado em 30 de junho de 2010 (Protocolo nº 1-15224)).

4.21 Resumo em inglês do Contrato de Compra de Ações entre a Transmissora Aliança de Energia Elétrica S.A., a Abengoa Concessões Brasil Holding S.A. e a Abengoa Participações Holding S.A., datado de 2 de junho de 2011 (incorporado por referência ao Formulário 20-F arquivado em 27 de abril de 2012 (nº do protocolo: 1-15224)).

4.22 Resumo em inglês do Contrato de Compra de Ações entre a Transmissora Aliança de Energia Elétrica S.A., a Abengoa Concessões Brasil Holding S.A., a Abengoa Construção Brasil Ltda., a NTE -. Nordeste Transmissora de Energia S.A. e a Abengoa Participações Holding S.A., datado de 2 de junho de 2011 (incorporado por

referência ao Formulário 20-F arquivado em 27 de abril de 2012 (nº do protocolo: 1-15224)).

4.23 Sumário da Escritura Cobrindo a Distribuição Pública de Debêntures Não Conversíveis, da Espécie Quirografária para Distribuição Pública, datada de 3 de março de 2010, firmada entre Cemig Geração e Transmissão e BB – Banco de Investimento S.A. (incorporado por referência ao Anexo 4.23. do nosso Relatório Anual no Formulário 20-F arquivado em 30 de junho de 2011 (Protocolo nº 1.15224)).

4.24 Sumário em inglês do Contrato de Compra de Ações firmado entre a Transmissora Aliança de Energia Elétrica S.A. e a Abengoa Concessões Brasil Holding S.A., datada de 16 de março de 2012 (incorporado por referência ao Formulário 20-F arquivado em 27 de abril de 2012 (nº do protocolo: 1-15224)).

4.25 Sumário em inglês do Contrato de Investimento firmado entre a RR Participações S.A., Light S.A. e Renova Energia S.A., datada de 8 de julho de 2011 (incorporado por referência ao Formulário 20-F arquivado em 27 de abril de 2012 (nº do protocolo: 1-15224)).

4.26 Sumário em inglês do Contrato de Opção de Compra de Ações firmado entre a Parati S.A. e a Fundação de Seguridade Social Braslight, datada de 15 de julho de 2011 (incorporado por referência ao Formulário 20-F arquivado em 27 de abril de 2012 (nº do protocolo: 1-15224)).

4.27 Sumário em inglês do Contrato de Compra e Venda de Ações, firmado entre Amazônia Energia Participações S.A., Construtora Queiroz Galvão S.A., Construtora OAS Ltda., Contern Construções e Comércio Ltda., Cetenco Engenharia S.A., Galvão Engenharia S.A., e J.Malucelli Construtora de Obras S.A. pelas ações na Norte Energia S.A., datado de 25 de outubro de 2011 (incorporado por referência ao Formulário 20-F arquivado em 27 de abril de 2012 (nº do protocolo: 1-15224)).

4.28 Sumário em inglês do Contrato de Compra de Ações firmado entre a Cemig e o Estado de Minas Gerais, datado de 27 de dezembro de 2011 (incorporado por referência ao Formulário 20-F arquivado em 27 de abril de 2012 (nº do protocolo: 1-15224)).

4.29 Sumário da Escritura Cobrindo a Distribuição Pública de Debêntures Não Conversíveis da Espécie Quirografária firmada entre Cemig Geração e Transmissão S.A., HSBC Corretora de Títulos e Valores Mobiliários S.A., Banco BTG Pactual S.A. e Banco do Nordeste do Brasil S.A. (incorporado por referência ao Formulário 20-F arquivado em 27 de abril de 2012 (nº do protocolo: 1-15224)).

4.30 Anúncio de Início de Distribuição Pública, sob o Regime de Garantia de Colocação, de Debêntures Simples, Não Conversíveis em Ações, da Espécie Quirografária, com Garantia Adicional Fidejussória, em três Séries, da 3° Emissão da Cemig Distribuição S.A., datado de 19 de março de 2012.

4.31 Anúncio de Início de Distribuição Pública, sob o Regime de Garantia de Colocação, de Debêntures Simples, Não Conversíveis em Ações, da Espécie Quirografária, com Garantia Adicional Fidejussória, em três Séries, da 3° Emissão da Cemig Geração e Transmissão S.A., datado de 12 de março de 2012

4.32 Sumário do Contrato de Investimento em Ativos de Transmissão firmado entre a Cemig, Cemig Geração e Transmissão S.A. e a Transmissora Aliança de Energia Elétrica S.A, datado de 17 de maio de 2012.

4.34 Carta da KPMG Auditores Independentes fornecida à SEC informando a mudança de auditoria, como descrito no Item 16F(a)(1)(v)do Form 20-F, datado 29 de abril de 2013.

4.35 Sumário do Termo de Compromisso para Quitação, firmado entre o Estado de Minas Gerais e a Cemig, datado de 22 de novembro de 2012.

8 Lista das Subsidiárias (incorporada por referência ao Anexo 8 ao nosso Relatório Anual no Formulário 20-F arquivado em 25 de maio de 2005 (Protocolo nº 1-15224)).

11 Código de Ética (incorporado por referência ao Anexo 11 ao nosso Relatório Anual no Formulário 20-F arquivado em 1º de julho de 2004 (Protocolo nº 1-15224)).

12.1 Certificado do Diretor-Presidente de acordo com o artigo 302 da Lei *Sarbanes-Oxley* de 2002, datado de 29 de abril de 2013.

12.2 Certificado do Diretor de Finanças e Relações com Investidores de acordo com o artigo 302 da Lei *Sarbanes-Oxley* de 2002, datado de 29 de abril de 2013.

13.1	Certificado do Diretor-Presidente de acordo com o artigo 906 da Lei *Sarbanes-Oxley* de 2002, datado de 29 de abril de 2013.
13.2	Certificado do Diretor de Finanças e Relações com Investidores de acordo com o artigo 906 da Lei *Sarbanes-Oxley* de 2002, datado de 29 de abril de 2013.

Companhia Energética de Minas Gerais – CEMIG

Demonstrações Financeiras em 31 de dezembro de 2012 e 2011 e em 01 de janeiro de 2011 e dos exercícios findos em 31 de dezembro de 2012, 2011 e 2010 e Relatório dos Auditores Independentes.

BALANÇOS PATRIMONIAIS

EM 31 DE DEZEMBRO DE 2012, 2011 E 1º DE JANEIRO DE 2011

ATIVO

(Em milhões de Reais)

	Nota	2012	2011 Reclassificado (nota 2.5)	01/01/2011 Reclassificado (nota 2.5)
CIRCULANTE				
Caixa e Equivalentes de Caixa	6	2.486	2.862	2.980
Títulos e Valores Mobiliários – Aplicação Financeira	7	1.558	359	322
Consumidores e Revendedores	8	2.347	2.550	2.263
Concessionários - Transporte de Energia		505	427	401
Ativo Financeiro da Concessão	13	1.041	1.120	625
Tributos Compensáveis	9	360	354	374
Imposto de Renda e Contribuição Social a recuperar	10 a	263	221	490
Revendedores – Transações com Energia Livre		21	22	30
Fundos Vinculados		132	3	14
Estoques		68	54	41
Provisão para Ganhos com Instrumentos Financeiros	28	32	-	-
Contas a Receber do Governo do Estado de Minas Gerais	12	2.422	-	-
Outros Créditos		755	560	546
TOTAL DO CIRCULANTE		11.990	8.532	8.086
NÃO CIRCULANTE				
Títulos e Valores Mobiliários – Aplicação Financeira	7	162	-	-
Contas a Receber do Governo do Estado de Minas Gerais	12	-	1.830	1.837
Impostos de Renda e Contribuição Social Diferidos	10 b	1.452	1.236	1.218
Tributos Compensáveis	9	445	328	140
Imposto de Renda e Contribuição Social a recuperar	10 a	34	23	83
Depósitos Vinculados a Litígios	11	1.420	1.388	1.027
Consumidores e Revendedores	8	315	159	96
Concessionários - Transporte de Energia		10	12	-
Outros Créditos		269	172	138
Ativo Financeiro da Concessão	13	11.166	9.086	7.672
Investimentos	14	226	177	-
Imobilizado	15	8.811	8.662	8.229
Intangível	16	4.473	5.404	4.948
TOTAL DO NÃO CIRCULANTE		28.783	28.477	25.388
TOTAL DO ATIVO		**40.773**	**37.009**	**33.474**

As Notas Explicativas são parte integrante das Demonstrações Contábeis.

BALANÇOS PATRIMONIAIS

EM 31 DE DEZEMBRO DE 2012, 2011 E 1º DE JANEIRO DE 2011

PASSIVO

(Em milhões de Reais)

	Nota	2012	2011 Reclassificado (nota 2.5)	01/01/2011 Reclassificado (nota 2.5)
CIRCULANTE				
Fornecedores	17	1.735	1.190	1.121
Encargos Regulatórios	20	413	368	384
Participações nos Lucros		86	90	116
Impostos, Taxas e Contribuições	18a	569	517	404
Imposto de Renda e Contribuição Social	18b	127	129	137
Juros sobre capital próprio e Dividendos a Pagar		3.479	1.243	1.154
Empréstimos e Financiamentos	19	5.159	4.355	1.546
Debêntures	19	1.947	3.467	656
Salários e Contribuições Sociais		260	272	243
Obrigações Pós-emprego	21	89	101	99
Provisão para Perdas em Instrumentos Financeiros	28	-	24	69
Concessões a Pagar		18	8	-
Outras Obrigações		425	405	474
TOTAL DO CIRCULANTE		**14.307**	**12.169**	**6.403**
NÃO CIRCULANTE				
Encargos Regulatórios	20	170	262	142
Empréstimos e Financiamentos	19	4.126	5.255	6.114
Debêntures	19	4.938	2.703	4.910
Impostos, Taxas e Contribuições	18a	1.003	897	693
Imposto de Renda e Contribuição Social Diferidos	18b	948	885	984
Provisões	22	468	549	371
Concessões a Pagar		192	130	118
Obrigações Pós-emprego	21	2.229	2.187	2.062
Provisão para Perdas em Instrumentos Financeiros	28	1	-	-
Outras Obrigações		347	227	201
TOTAL DO NÃO CIRCULANTE		**14.422**	**13.095**	**15.595**
TOTAL DO PASSIVO		**28.729**	**25.264**	**21.998**
PATRIMÔNIO LÍQUIDO	23			
Capital Social		4.265	3.412	3.412
Reservas de Capital		3.954	3.954	3.954
Reservas de Lucros		2.856	3.293	2.873
Ajustes de Avaliação Patrimonial				
Custo atribuído		965	1.081	1.209
Outros resultados abrangentes		4	5	1
Recursos Destinados a Aumento de Capital		-	-	27
TOTAL DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO		**12.044**	**11.745**	**11.476**
TOTAL DO PASSIVO E DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO		**40.773**	**37.009**	**33.474**

As Notas Explicativas são parte integrante das Demonstrações Contábeis.

DEMONSTRAÇÕES DE RESULTADOS

PARA OS EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2012, 2011 E 2010

(Em milhões de Reais, exceto lucro por ação)

	Nota	2012	2011 Reclassificado (nota 2.5)	2010 Reclassificado (nota 2.5)
RECEITA	**24**	18.460	15.749	13.790
CUSTOS OPERACIONAIS				
CUSTO COM ENERGIA ELÉTRICA E GÁS	**25**			
Energia Elétrica Comprada para Revenda		(5.951)	(4.278)	(3.722)
Encargos de Uso da Rede Básica de Transmissão		(1.011)	(830)	(729)
Gás Comprado para Revenda		(495)	(329)	(225)
		(7.457)	(5.437)	(4.676)
CUSTO	**25**			
Pessoal e Administradores		(1.026)	(934)	(967)
Materiais		(68)	(73)	(126)
Serviços de Terceiros		(832)	(740)	(805)
Depreciação e Amortização		(949)	(911)	(898)
Provisões Operacionais		(36)	(71)	(14)
Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos		(186)	(154)	(140)
Custo de Construção de Infraestrutura		(1.630)	(1.529)	(1.328)
Outras		(199)	(152)	(46)
		(4.926)	(4.564)	(4.324)
CUSTO TOTAL		(12.383)	(10.001)	(9.000)
LUCRO BRUTO		6.077	5.748	4.790
DESPESA OPERACIONAL	**25**			
Despesas com Vendas		(348)	(190)	(283)
(Despesas) Reversões Gerais e Administrativas		(1.280)	(841)	(367)
Outras Despesas Operacionais		(627)	(413)	(581)
		(2.255)	(1.444)	(1.231)
Resultado de Equivalência Patrimonial		(3)	(1)	-
Ganho na diluição de participação em controladas em conjunto		264	-	-
Resultado Operacional antes do Resultado Financeiro e Impostos		4.083	4.303	3.559
Receitas Financeiras	26	3.210	995	841
Despesas Financeiras	26	(1.958)	(1.965)	(1.594)
Resultado antes dos Impostos		5.335	3.333	2.806
Imposto de Renda e Contribuição Social	10c	(1.504)	(1.111)	(872)
Imposto de Renda e Contribuição Social Diferidos	10c	441	193	324
RESULTADO DO EXERCÍCIO		**4.272**	**2.415**	**2.258**
Lucro Básico e Diluído por ação preferencial	**23**	**5.01**	**2.83**	**2.65**
Lucro Básico e Diluído por ação ordinária	**23**	**5.01**	**2.83**	**2.65**

As Notas Explicativas são parte integrante das Demonstrações Contábeis.

DEMONSTRAÇÕES DE RESULTADOS ABRANGENTES

PARA OS EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2012, 2011 E 2010

(Em milhões de Reais)

		2012	2011	2010
RESULTADO DO EXERCÍCIO		**4.272**	**2.415**	**2.258**
OUTROS RESULTADOS ABRANGENTES				
Diferenças cambiais de conversão de operações no exterior		5	6	(1)
Instrumentos financeiros de hedge de fluxo de caixa – líquido de Imposto de Renda e Contribuição Social		(1)	(1)	2
		4	**5**	**1**
RESULTADO ABRANGENTE DO EXERCÍCIO		**4.276**	**2.420**	**2.259**

As Notas Explicativas são parte integrante das Demonstrações Contábeis.

DEMONSTRAÇÕES DAS MUTAÇÕES DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO CONSOLIDADO
PARA OS EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2012, 2011 E 01/01/2011
(Em milhões de Reais)

	Capital Social	Reservas de Capital	Reservas de Lucros	Ajuste de Avaliação Patrimonial	Lucros (Prejuízos) Acumulados	Recursos Destinados a Aumento de Capital	Total do Patrimônio Líquido
SALDOS EM 1 DE JANEIRO DE 2010	**3.102**	**3.969**	**3.177**	**1.343**	**(453)**	**27**	**11.165**
Resultado do Exercício	-	-	-	-	2.258	-	2.258
Outros resultados abrangentes:							
Diferenças cambiais de conversão de operações no exterior	-	-	-	(1)	-	-	(1)
Instrumentos financeiros de hedge de fluxo de caixa	-	-	-	2	-	-	2
Total do resultado abrangente do exercício	**-**	**-**	**-**	**1**	**2.258**	**-**	**2.259**
Transações com acionistas registradas diretamente no Patrimônio Líquido							
Dividendos ordinários (R$ 1,65 por ação)	-	-	-	-	(1.129)	-	(1.129)
Dividendos extraordinários (R$1,32 por ação)	-	-	(900)	-	-	-	(900)
Dividendo adicional proposto de 2010 pago em 2011 (R$0,10 por ação)	-	-	67	-	(67)	-	-
Outras mutações no Patrimônio Líquido							
Aumento do Capital Social	310	(15)	(295)	-	-	-	-
Aquisição de participação em controladas – efeito da primeira adoção do IFRS	-	-	-	-	82	-	82
Constituição de reservas							
Reserva Legal	-	-	113	-	(113)	-	-
Retenção de Lucros	-	-	712	-	(712)	-	-
Realização de reservas							
Ajustes de avaliação patrimonial – custo atribuído de imobilizado	-	-	-	(134)	134	-	-
SALDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2010	**3.412**	**3.954**	**2.874**	**1.210**	**-**	**27**	**11.477**

	Capital Social	Reservas de Capital	Reservas de Lucros	Ajuste de Avaliação Patrimonial	Lucros (Prejuízos) Acumulados	Recursos Destinados a Aumento de Capital	Total do Patrimônio Líquido
SALDOS EM 1 DE JANEIRO DE 2011	**3.412**	**3.954**	**2.874**	**1.210**	**-**	**27**	**11.477**
Resultado do Exercício	-	-	-	-	2.415	-	2.415
Outros resultados abrangentes:							
Diferenças cambiais de conversão de operações no exterior	-	-	-	6	-	-	6
Instrumentos financeiros de hedge de fluxo de caixa	-	-	-	(1)	-	-	(1)
Total do resultado abrangente do exercício	**-**	**-**	**-**	**5**	**2.415**	**-**	**2.420**
Transações com acionistas registradas diretamente no Patrimônio Líquido							
Dividendos ordinários (R$ 1,77 por ação)	-	-	-	-	(1.208)	-	(1.208)
Dividendos extraordinários (R$1,25 por ação)	-	-	(850)	-	-	-	(850)
Dividendo adicional proposto de 2010 pago em 2011 (R$0,10 por ação)	-	-	(67)	-	-	-	(67)
Dividendo adicional proposto de 2011 (R$0,13 por ação)	-	-	86	-	(86)		-
Outras mutações no Patrimônio Líquido							
Devolução de recursos destinados a aumento de capital	-	-	-	-	-	(27)	(27)
Constituição de reservas							
Reserva Legal	-	-	109	-	(109)	-	-
Retenção de Lucros	-	-	1.141	-	(1.141)	-	-
Realização de reservas							
Ajustes de avaliação patrimonial – custo atribuído de imobilizado	-	-	-	(129)	129	-	-
SALDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2011	**3.412**	**3.954**	**3.293**	**1.086**	**-**	**-**	**11.745**

	Capital Social	Reservas de Capital	Reservas de Lucros	Ajuste de Avaliação Patrimonial	Lucros (Prejuízos) Acumulados	Total do Patrimônio Líquido
SALDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2011	**3.412**	**3.954**	**3.293**	**1.086**	**-**	**11.745**
Resultado do Exercício	-	-	-	-	4.272	4.272
Outros resultados abrangentes:						
Diferenças cambiais de conversão de operações no exterior	-	-	-	5	-	5
Instrumentos financeiros de hedge de fluxo de caixa	-	-	-	(1)	-	(1)
Total do resultado abrangente do exercício	**-**	**-**	**-**	**4**	**4.272**	**4.276**
Transações com acionistas registradas diretamente no Patrimônio Líquido						
Aumento do Capital Social (Nota 23)	853	-	(853)	-	-	-
Dividendos ordinários						
Dividendos ordinários (R$ 0,62 por ação)	-	-	-	-	(591)	(591)
Juros sobre capital próprio (R$1,99 por ação)	-	-	-	-	(1.700)	(1.700)
Dividendos extraordinários (R$1,88 por ação)	-	-	(1.600)	-	-	(1.600)
Dividendo adicional proposto de 2011 (R$0,11 por ação)	-	-	(86)	-	-	(86)
Dividendo adicional proposto de 2012 (R$0,74 por ação)	-	-	628	-	(628)	-
Outras mutações no Patrimônio Líquido						
Constituição de reservas						
Reserva Legal	-	-	171	-	(171)	-
Retenção de Lucros	-	-	1.303	-	(1.303)	-
Realização de reservas						
Ajustes de avaliação patrimonial – custo atribuído de imobilizado	-	-	-	(121)	121	-
SALDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2012	**4.265**	**3.954**	**2.856**	**969**	**-**	**12.044**

As demonstrações das mutações do patrimônio líquido consolidadadas refletem substancialmente as mutações do patrimônio líquido da controladora.
As Notas Explicativas são parte integrante das Demonstrações Contábeis.

DEMONSTRAÇÕES DOS FLUXOS DE CAIXA

EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2012, 2011E 01/01/2011

(Em milhões de Reais)

	2012	2011 Reclassificado (nota 2.5)	2010 Reclassificado (nota 2.5)
FLUXOS DE CAIXA DAS ATIVIDADES OPERACIONAIS			
Resultado do Exercício	4.272	2.415	2.258
Despesas (Receitas) que não afetam o caixa e equivalentes de caixa			
Impostos de Renda e Contribuição Social	1.063	918	548
Depreciação e Amortização	1.001	983	896
Baixas Líquidas de Imobilizado e Intangível	128	21	-
Resultado de Equivalência Patrimonial	3	1	-
Juros e Variações Monetárias	(2.075)	546	573
Ganho na diluição de participação em controladas em conjunto	(264)	-	-
Provisões para Perdas Operacionais	639	342	(78)
Obrigações Pós-emprego	264	287	208
Outros	-	85	72
	5.031	**5.598**	**4.477**
(Aumento) Redução de Ativos			
Consumidores e Revendedores	(355)	(541)	(66)
Tributos Compensáveis	(132)	(168)	107
Imposto de Renda e Contribuição Social a Recuperar	134	101	(75)
Depósitos Vinculados a Litígio	(34)	(226)	(400)
Ativo Financeiro	812	660	501
Outras	(446)	121	7
	(20)	**(53)**	**60**
Aumento (Redução) de Passivos			
Fornecedores	549	69	269
Impostos, Taxas e Contribuições	196	402	(352)
Salários e Contribuições Sociais	(13)	29	(110)
Encargos Regulatórios	(42)	104	60
Obrigações Pós-emprego	(233)	(160)	(56)
Outros	225	(123)	333
	682	**321**	**144**
Caixa Gerado pelas Atividades Operacionais	5.692	5.866	**4.681**
Juros sobre Empréstimos e Financiamentos pagos	(1.209)	(1.083)	(803)
Imposto de Renda e Contribuição Social pagos	(1.368)	(885)	(502)
CAIXA LÍQUIDO GERADO DAS ATIVIDADES OPERACIONAIS	**3.115**	**3.898**	**3.376**

	2012	2011 Reclassificado (nota 2.5)	2010 Reclassificado (nota 2.5)
FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES DE INVESTIMENTO			
Em Títulos e Valores Mobiliários – Aplicação Financeira	(1.361)	(37)	(322)
Em Ativos Financeiros	(160)	(1.026)	(1.477)
Amortização do Contas a Receber do Governo do Estado de Minas Gerais	1.498	-	-
Caixa Líquido recebido na diluição de controlada em conjunto	668	-	-
Aquisição de Controlada em conjunto, líquida do caixa adquirido	(361)	-	-
Em Investimentos	(116)	(178)	-
Em Imobilizado	(598)	(924)	(347)
Em Intangível	(1.670)	(1.852)	(2.298)
CAIXA LÍQUIDO CONSUMIDO (GERADO) NAS ATIVIDADES DE INVESTIMENTO	**(2.100)**	**(4.017)**	**(4.444)**
FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES DE FINANCIAMENTO			
Obtenção de Empréstimos, Financiamentos e Debêntures	7.195	4.255	6.227
Pagamentos de Empréstimos, Financiamentos e Debêntures	(6.838)	(2.219)	(4.775)
Juros sobre capital próprio e Dividendos	(1.748)	(2.035)	(1.829)
CAIXA LÍQUIDO CONSUMIDO (GERADO) NAS ATIVIDADES DE FINANCIAMENTO	**(1.391)**	**1**	**(377)**
VARIAÇÃO LÍQUIDA DO CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA	**(376)**	**(118)**	**(1.445)**
DEMONSTRAÇÃO DA VARIAÇÃO DO CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA			
No início do exercício	2.862	2.980	4.425
No fim do exercício	2.486	2.862	2.980
	(376)	**(118)**	**(1.445)**

As Notas Explicativas são parte integrante das Demonstrações Contábeis.

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS

EM 31 DE DEZEMBRO DE 2012, 2011 E 1º DE JANEIRO DE 2011

(Em milhões de Reais, exceto se indicado de outra forma)

1. CONTEXTO OPERACIONAL

a) A Companhia

A Companhia Energética de Minas Gerais ("Cemig", "Controladora" ou "Companhia"), sociedade de capital aberto, CNPJ nº 17.155.730/0001-64, tem suas ações negociadas no Nível 1 de Governança Corporativa da BM&F Bovespa ("Bovespa") e nas Bolsas de Valores dos Estados Unidos da América ("NYSE") e da Espanha ("LATIBEX"). A Companhia é uma entidade domiciliada no Brasil, com endereço na Av. Barbacena, 1.200 – Belo Horizonte / MG. Atua, única e exclusivamente, como Holding, com participação societária em empresas controladas individualmente ou em conjunto, cujos objetivos principais são a construção e a operação de sistemas de produção, transformação, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica, bem como o desenvolvimento de atividades nos diferentes campos da energia, com vistas à respectiva exploração econômica.

Em 31 de dezembro de 2012, o Passivo Circulante consolidado da Cemig excedeu o seu ativo circulante consolidado em R$2.317. Esse excesso foi decorrente, principalmente, das transferências para o Passivo Circulante consolidado de empréstimos e financiamentos, em função do não atendimento de cláusulas restritivas dos contratos da Cemig Distribuição e em função do fluxo de pagamentos dos contratos vigentes, somadas às captações realizadas devido ao aumento do preço médio da energia elétrica comprada para revenda ocasionado pelo maior despacho de usinas térmicas. Com relação às cláusulas restritivas deve ser ressaltado que a Companhia está em processo de obtenção do consentimento dos credores para que não seja exigido o pagamento imediato ou antecipado dos montantes devidos até 31 de dezembro de 2012 e tem a expectativa de obtenção destes consentimentos em 2013, momento no qual a controlada fará a reclassificação dos saldos para o Passivo Não Circulante.

A Administração da Companhia monitora seu fluxo de caixa e, nesse sentido, avalia medidas visando a adequação de sua atual situação patrimonial aos patamares considerados adequados para fazer face às suas necessidades, dentre as quais destacamos as renegociações de financiamentos ou novas captações no mercado. A exemplo disso, ressaltamos a 3ª Emissão Pública de Debêntures Simples da Cemig Distribuidora, realizada em 15 de fevereiro de 2013, no montante de R$2.160 bilhões, com destinação dos recursos para resgate integral das notas promissórias comerciais da 5ª e da 6ª emissão da Cemig Distribuidora.

A Cemig possui participação societária nas seguintes controladas, controladas em conjunto, em operação, em 31 de dezembro de 2012:

- Cemig Geração e Transmissão S.A. ("Cemig GT" ou "Cemig Geração e Transmissão") (Controlada) subsidiária integral de capital aberto que possui participação em 53 usinas, sendo 47 usinas hidrelétricas, 4 eólicas e 2 termelétricas e linhas de transmissão pertencentes, em sua maior parte, à rede básica do Sistema Brasileiro de Geração e Transmissão. A Cemig Geração e Transmissão possui participação societária nas seguintes controladas, controladas em conjunto:

- Hidrelétrica Cachoeirão S.A. ("Cachoeirão") (Controlada em conjunto) - Produção e comercialização de energia elétrica, em regime de produção independente através da Usina Hidrelétrica Cachoeirão, localizada em Pocrane, no Estado de Minas Gerais. A Usina iniciou operação em 2009;

- Baguari Energia S.A. ("Baguari Energia") (Controlada em conjunto) - Implantação, operação, manutenção e exploração comercial da Usina Hidrelétrica Baguari, por meio de participação no Consórcio UHE Baguari (Baguari Energia - 49,00% e Neoenergia - 51,00%), localizada no Rio Doce, em Governador Valadares, no Estado de Minas Gerais. A Usina iniciou a operação de suas unidades entre o período de setembro de 2009 e maio de 2010;

- Transmissora Aliança de Energia Elétrica S.A. ("Taesa") (Controlada em conjunto) - Construção, implantação, operação e manutenção das instalações de transmissão de energia elétrica em 11 Estados do País. A Taesa possui as seguintes sociedades, por ela controlada: ETAU - Empresa de Transmissão do Alto Uruguai S.A. ("ETAU"), Brasnorte Transmissora de Energia S.A. ("Brasnorte"), Abengoa Participações S.A, União de Transmissoras de Energia Elétrica ("UNISA"), Nordeste Transmissora de Energia S.A ("NTE") e Abengoa Participações Holding S.A. ("Abengoa");

- Central Eólica Praias de Parajuru S.A. ("Central Eólica Praias de Parajuru") (Controlada em conjunto) - Produção e comercialização de energia elétrica através de usina eólica, localizada em Beberibe, no Estado do Ceará. A Usina iniciou operação em agosto de 2009;

- Central Eólica Praias do Morgado S.A. (“Central Eólica Praias de Morgado”) (Controlada em conjunto) - Produção e comercialização de energia elétrica através de usina eólica, localizada no Município de Acaraú, no Estado do Ceará. A Usina iniciou operação em maio de 2010;

- Central Eólica Volta do Rio S.A. (“Central Eólica Volta do Rio”) (Controlada em conjunto) - Produção e comercialização de energia elétrica através de usina eólica, localizada no Município de Acaraú, no Estado do Ceará. A usina iniciou operação em setembro de 2010;

- Hidrelétrica Pipoca S.A. (“Pipoca”) (controlada em conjunto) - Produção independente de Energia Elétrica, mediante a implantação e exploração do potencial hidráulico denominado PCH Pipoca, localizada no rio Manhuaçu, municípios de Caratinga e Ipanema, Estado de Minas Gerais. A hidrelétrica iniciou operação em outubro de 2010;

- Empresa Brasileira de Transmissão de Energia S.A. (“EBTE”) (Controlada em conjunto) - Concessionária de serviço público de transmissão de energia elétrica, através das linhas de transmissão no Estado de Mato Grosso. A transmissora entrou em operação em junho de 2011;

- Madeira Energia S.A. (“Madeira”) (Controlada em conjunto) – Implementação, construção, operação e exploração da Usina Hidrelétrica de Santo Antônio por meio da seguinte Sociedade, por ela, controlada: Santo Antônio Energia S.A., localizada na bacia hidrográfica do Rio Madeira, no Estado de Rondônia, e entrou em operação comercial em março de 2012. Mais detalhes ver nota explicativa 14.

A controlada em conjunto Madeira Energia S.A. e sua controlada estão incorrendo em gastos de constituição relacionados com o desenvolvimento do projeto de construção da Usina Hidrelétrica Santo Antônio. O ativo imobilizado constituído pelos referidos gastos totalizava, em 31 de dezembro de 2012, R$14.527, os quais, de acordo com as projeções financeiras preparadas pela sua administração, deverão ser absorvidos por meio das receitas futuras geradas a partir do início das operações da entidade. Em 31 de dezembro de 2012, o montante do ativo imobilizado proporcional à participação da Companhia nesta controlada indireta é de R$1.453. Durante esta fase de desenvolvimento do projeto, a controlada em conjunto Madeira Energia S.A., tem apurado prejuízos recorrentes em suas operações e que, em 31 de dezembro de 2012, o seu passivo circulante excedeu o seu ativo circulante em R$1.166. O efeito proporcional na Companhia é de R$117. A Administração da Madeira Energia S.A. possui planos para equalizar a situação do capital circulante liquido negativo. Nesta data, a Madeira Energia S.A. depende do suporte financeiro de seus acionistas e/ou da obtenção de empréstimos com terceiros para continuar operando.

- Lightger S.A. (“Lightger”) (controlada em conjunto) - Produção independente de Energia Elétrica, mediante a implantação e exploração do potencial hidráulico denominado PCH Paracambi, localizada no rio Ribeirão das Lages no município de Paracambi, no Estado do Rio de Janeiro. A entrada em operação ocorreu em maio de 2012.

Controladas e controladas em conjunto da Cemig Geração e Transmissão em fase pré-operacional:

- Guanhães Energia S.A. (“Guanhães Energia”) (Controlada em conjunto) - Produção e comercialização de energia elétrica por meio da implantação e exploração das Pequenas Centrais Hidrelétricas Dores de Guanhães, Senhora do Porto e Jacaré, localizadas em Dores de Guanhães e Pequena Central Hidrelétrica Fortuna II, localizada em Virginópolis, todas no Estado de Minas Gerais. A previsão de início de operação da primeira turbina é para outubro de 2013;

- Cemig Baguari Energia S.A. (“Cemig Baguari”) (Controlada) - Produção e comercialização de energia elétrica, em regime de produção independente, em futuros empreendimentos;

- Amazônia Energia Participações S.A (“Amazônia”) (controlada em conjunto) – Sociedade de Propósito Específico (SPE), criada pela Cemig Geração e Transmissão e a Light, com a finalidade de aquisição de participação de 9,77% na participação da Norte Energia S.A., empresa detentora da concessão da Usina Hidrelétrica de Belo Monte (“UHE Belo Monte”). A Cemig Geração e Transmissão detém 74,5% da Amazônia Energia enquanto a Light detém 25,5% e a previsão de início de operação da primeira turbina é para fevereiro de 2015.

- ■ Cemig Distribuição S.A. (“Cemig D” ou “Cemig Distribuição”) (Controlada) - Subsidiária integral de capital aberto, com distribuição de energia elétrica através de redes e linhas de distribuição, em praticamente todo Estado de Minas Gerais;

- ■ Light S.A. (“Light”) (Controlada em conjunto) - Tem por objeto social a participação em outras sociedades, como sócia-quotista ou acionista, e a exploração, direta ou indiretamente, conforme o caso, de serviços de energia elétrica, compreendendo os sistemas de geração, transmissão, comercialização e distribuição de energia elétrica, bem como de outros serviços correlatos. A Light possui as seguintes empresas Controladas e Controladas em Conjunto:

- Light Serviços de Eletricidade S.A. (“Light SESA”) (Controlada) –Listada na Bovespa. Sociedade por ações de capital aberto que tem como atividade principal a distribuição de energia elétrica, com atuação em diversos municípios do Estado do Rio de Janeiro;

- Light Energia S.A. (“Light Energia”) (Controlada) - Sociedade por ações de capital aberto que tem como atividades principais: estudar, planejar, construir, operar e explorar sistemas de geração, transmissão e comercialização de energia elétrica e serviços correlatos. A Light Energia possui participação societária na Central Eólica São Judas Tadeu Ltda, Central Eólica Fontainha Ltda, Ganhães Energia S.A. e Renova Energia S.A.;

- Light Esco Prestação de Serviços Ltda. (“Light Esco”) (Controlada) - Empresa que tem como atividade principal a compra, venda, importação, exportação e prestação de serviços de consultoria no setor de energia;

- Itaocara Energia Ltda. (“Itaocara Energia”) (Controlada) - Empresa em fase pré-operacional, que tem como atividade principal a realização de projeto, construção, instalação, operação e exploração de usinas de geração de energia elétrica;

- Lightger Ltda (“Lightger”) - Empresa em fase pré-operacional, para participação em leilões de concessões, autorizações e permissões em novas usinas. Em 24 de dezembro de 2008, a Light Ger obteve a licença de instalação que autoriza o início das obras de implantação da PCH Paracambi. Controlada em conjunto pela Light S.A. (51%) e pela Cemig Geração e Transmissão (49%). Previsão de entrada em operação da primeira máquina em início de 2012;

- Light Soluções em Eletricidade Ltda. (“Light Soluções”) antiga Lighthidro. Tem como atividade principal a prestação de serviço em leilões de concessão de novas usinas de geração de energia elétrica;

- Instituto Light para o Desenvolvimento Urbano e Social (“Instituto Light”) (Controlada) - Tem como objetivo participar em projetos sociais e culturais e tem interesse no desenvolvimento econômico e social das cidades;

- Lightcom Comercializadora de Energia S.A. (“Lightcom”) (Controlada) - Tem como objetivos a compra, venda, importação e exportação de energia e a consultoria em geral nos mercados livre e regulado de energia;

- Axxiom Soluções Tecnológicas S.A. (“Axxiom”) (Controlada em conjunto) – Tem por objetivo a oferta de soluções de tecnologia e sistemas para gestão operacional de concessionárias de serviços públicos, incluindo empresas de energia elétrica, de gás, de água e esgoto e demais empresas de utilidades. Controlada em conjunto pela Light (51%) e pela Cemig (49%);

- CR Zongshen E-Power Fabricadora de Veículos S.A. (“E-Power”) (Controlada em conjunto) – Sociedade por ações de capital fechado, em fase pré-operacional, que tem como objeto principal fabricar veículos elétricos de duas rodas da marca “Kasinski”. A Light S.A. e CR Zongshen Fabricadora de Veículos S.A., denominada “Kasinski”, são os únicos acionistas da Companhia, cada uma detentora, respectivamente, de 20% e 80% das ações ordinárias nominativas da E-Power.

- Amazônia Energia Participações S.A. (“Amazônia Energia”) (Controlada em conjunto) – Sociedade por ações de capital fechado que tem como objetivo participar, como acionista, do capital social da Norte Energia S.A. (NESA), sociedade esta titular da concessão de uso de bem público para exploração da Usina Hidrelétrica de Belo Monte, no Rio Xingu, localizada no Estado do Pará e administrar essa participação. Controlada em conjunto pela Light S.A. (25,5%) e pela Cemig Geração e Transmissão S.A. – Cemig GT (74,5%). A participação da Amazônia Energia na NESA é de 9,8% do capital, com influencia significativa na administração, mas sem controle em conjunto.

- Sá Carvalho S.A. (“Sá Carvalho”) (Controlada) - Produção e comercialização de energia elétrica, como Concessionária do serviço público de energia elétrica, através da Usina Hidrelétrica de Sá Carvalho;

- Usina Térmica Ipatinga S.A. (“Ipatinga”) (Controlada) - Produção e comercialização, em regime de produção independente, de energia termelétrica, através da Usina Térmica de Ipatinga, localizada nas instalações das Usinas Siderúrgicas de Minas Gerais S.A. - USIMINAS;

- Companhia de Gás de Minas Gerais (“Gasmig”) (Controlada em conjunto) - Aquisição, transporte e distribuição de gás combustível ou de subprodutos e derivados, mediante concessão para distribuição de gás no Estado de Minas Gerais;

- Cemig Telecomunicações S.A. (“Cemig Telecom”) (Controlada) - Prestação e exploração de serviço especializado na área de Telecomunicações, através de sistema integrado, constituído de cabos de fibra ótica, cabos coaxiais, equipamentos eletrônicos e associados (rede de multisserviços). A Cemig Telecom participa em 49% no capital da Ativas Data Center (“Ativas”) (Controlada em conjunto) cuja principal atividade é a prestação de serviços de fornecimento de infraestrutura de TIC – Tecnologia de informação, compreendendo hospedagem física e serviços relacionados para médias e grandes corporações;

- Efficientia S.A. (“Efficientia”) (Controlada) - Prestação de serviços de eficiência, otimização e soluções energéticas, por meio de estudos e execução de projetos, além de prestar serviços de operação e manutenção em instalações de suprimento de energia;

- Horizontes Energia S.A. (“Horizontes”) (Controlada) - Produção e comercialização de energia elétrica, em regime de produção independente, através das Usinas Hidrelétricas de Machado Mineiro e Salto do Paraopeba, localizadas no Estado de Minas Gerais, e Salto do Voltão e Salto do Passo Velho, localizadas no Estado de Santa Catarina;

- Central Termelétrica de Cogeração S.A. (“Cogeração”) (Controlada) - Produção e comercialização de energia termelétrica, em regime de produção independente em futuros empreendimentos;

- Rosal Energia S.A. (“Rosal”) (Controlada) - Produção e comercialização de energia elétrica, como concessionária do serviço público de energia elétrica, através da Usina Hidrelétrica Rosal, localizada na divisa dos Estados do Rio de Janeiro e Espírito Santo;

- Empresa de Serviços e Comercialização de Energia Elétrica S.A. (anteriormente denominada Central Hidrelétrica Pai Joaquim S.A.) (Controlada) - Produção e comercialização de energia elétrica em regime de produção independente, em futuros empreendimentos;

- Cemig PCH S.A. (“PCH”) (Controlada) - Produção e comercialização de energia elétrica em regime de produção independente, através da Usina Hidrelétrica de Pai Joaquim;

- Cemig Capim Branco Energia S.A. (“Capim Branco”) (Controlada) - Produção e comercialização de energia elétrica em regime de produção independente, através das Usinas Hidrelétricas Amador Aguiar I e II, construídas por meio de consórcio com parceiros privados;

- UTE Barreiro S.A. (“Barreiro”) (Controlada) - Produção e comercialização de energia termelétrica, em regime de produção independente, por meio da implantação e exploração da Central Termelétrica, denominada UTE Barreiro, localizada nas instalações da V&M do Brasil S.A., no Estado de Minas Gerais;

- Cemig Trading S.A. (“Cemig Trading”) (Controlada) - Comercialização e intermediação de negócios relacionados à energia;

- Companhia Transleste de Transmissão (“Transleste”) (Controlada em conjunto) - Operação de linha de transmissão conectando a subestação localizada em Montes Claros à subestação da Usina Hidrelétrica de Irapé;

- Companhia Transudeste de Transmissão (“Transudeste”) (Controlada em conjunto) - Construção, operação e manutenção das instalações de transmissão de energia elétrica da rede básica do Sistema Elétrico Interligado - LT Itutinga - Juiz de Fora;

- Companhia Transirapé de Transmissão (“Transirapé”) (Controlada em conjunto) - Construção, implantação, operação e manutenção das instalações de transmissão de energia elétrica da rede básica do Sistema Elétrico Interligado - LT Irapé - Araçuaí;

- Empresa Paraense de Transmissão de Energia S.A. (“ETEP”) (Controlada em conjunto) - Concessionária de serviço público de transmissão de energia elétrica, compreendendo linha de transmissão no Estado do Pará. A ETEP constituiu a Controlada, Empresa Santos Dumont de Energia S.A. - ESDE;

- Empresa Norte de Transmissão de Energia S.A. (“ENTE”) (Controlada em conjunto) - Concessionária de serviço público de transmissão de energia elétrica, através de duas linhas de transmissão no Estado do Pará e no Estado do Maranhão;

- Empresa Regional de Transmissão de Energia S.A. (“ERTE”) (Controlada em conjunto) - Concessionária de serviço público de transmissão de energia elétrica, através de linha de transmissão no Estado do Pará;

- Empresa Amazonense de Transmissão de Energia S.A. (“EATE”) (Controlada em conjunto) - Concessionária de serviço público de transmissão de energia elétrica, compreendendo as linhas de transmissão entre as subestações seccionadoras Tucuruí, Marabá, Imperatriz, Presidente Dutra e Açailândia. A EATE possui participação nas seguintes Transmissoras: Empresa Brasileira de Transmissão de Energia S.A.- (“EBTE”) (Controlada em Conjunto); Sistema de Transmissão Catarinense S.A. – (“STC”) (Controlada) e Lumitrans Companhia Transmissora de Energia Elétrica S.A. – (“Lumitrans”) (Controlada);

- Empresa Catarinense de Transmissão de Energia S.A. (“ECTE”) (Controlada em conjunto) - Concessionária de serviço público de transmissão de energia elétrica, através de linhas de transmissão no Estado de Santa Catarina;

- Axxiom Soluções Tecnológicas S.A. (“Axxiom”) (Controlada em conjunto) – Tem por objetivo a oferta de soluções de tecnologia e sistemas para gestão operacional de concessionárias de serviços públicos, incluindo empresas de energia elétrica, de gás, de água e esgoto e demais empresas de utilidades. Controlada em conjunto pela Light (51%) e pela Cemig (49%);

- Transchile Charrua Transmisión S.A. (“Transchile”) (Controlada em conjunto) - Implantação, operação e manutenção da LT Charrua - Nueva Temuco, e de duas seções de linha de transmissão nas SEs Charrua e Nueva Temuco, na região central do Chile. A Transchile é sediada na cidade de Santiago, no Chile. A linha de transmissão entrou em operação em janeiro de 2010;

- Companhia de Transmissão Centroeste de Minas (“Centroeste”) (Controlada em conjunto) - Construção, implantação, operação e manutenção das instalações de transmissão de energia elétrica da rede básica do Sistema Elétrico Interligado - LT Furnas - Pimenta. A linha de transmissão entrou em operação em abril de 2010;

- Parati S.A. Participações em Ativos de Energia Elétrica (“Parati”) (Controlada em conjunto) – Participação no Capital de outras Sociedades, Comerciais ou Civis, nacionais ou estrangeiras, como sócia, acionista ou quotista independente de sua atividade. A Parati detém 6,42% de participação na Light;

- Cemig Serviços S.A. (“Cemig Serviços”) (Controlada) - A Companhia tem por objeto a prestação de serviços, relacionados a projetos, construção, operação e manutenção de sistemas de Geração, Transmissão e Distribuição de Energia Elétrica, bem como a prestação dos serviços administrativos, comerciais e de engenharia nos diferentes campos de energia, em quaisquer de suas fontes;

Os controles compartilhados (em conjunto) são decorrentes de acordos entre os acionistas das empresas investidas.

2. BASE DE PREPARAÇÃO

2.1 Declaração de Conformidade

As Demonstrações Contábeis consolidadas foram elaboradas em conformidade com as Normas Internacionais de Relatório Financeiro (“IFRS”) emitidas pelo *International Accounting Standards Board* (IASB).

Em 25 de abril de 2013, a Diretoria Executiva da Companhia autorizou a conclusão e a reapresentação das demonstrações contábeis referentes ao exercício findo em 31 de dezembro de 2012.

2.2 Bases de mensuração

As Demonstrações Contábeis individuais e consolidadas foram preparadas com base no custo histórico com exceção dos seguintes itens materiais reconhecidos nos balanços patrimoniais:

- Os instrumentos financeiros e instrumentos financeiros derivativos mensurados pelo valor justo;
- os instrumentos financeiros não derivativos mensurados pelo valor justo por meio do resultado;
- os ativos financeiros mantidos para negociação mensurados pelo valor justo;
- os ativos financeiros da concessão mensurados pelo valor novo de reposição (VNR), equivalente ao valor justo.

2.3 Moeda funcional e moeda de apresentação

Essas Demonstrações Contábeis individuais e consolidadas são apresentadas em Real, que é a moeda funcional da Companhia. Todas as informações financeiras estão apresentadas em milhares de Reais, exceto quando indicado de outra forma.

2.4 Uso de estimativas e julgamentos

A preparação das Demonstrações Contábeis, individuais e consolidadas, de acordo com as normas IFRS e as normas do CPC exige que a Administração faça julgamentos, estimativas e premissas que afetam a aplicação de políticas contábeis e os valores reportados de ativos, passivos, receitas e despesas. Os resultados reais podem divergir dessas estimativas.

Estimativas e premissas são revistas de uma maneira contínua, utilizando como referência a experiência histórica e também alterações relevantes de cenário que possam afetar a situação patrimonial e o resultado da Companhia nos itens aplicáveis. Revisões com relação a estimativas contábeis são reconhecidas no período em que as estimativas são revisadas e em quaisquer períodos futuros afetados.

As principais estimativas relacionadas às Demonstrações Contábeis referem-se ao registro dos efeitos decorrentes de:

- Nota 8 – Provisão para Créditos de Liquidação Duvidosa;
- Nota 10 – Imposto de Renda e Contribuição Social Diferido;
- Nota 13 – Ativos Financeiros da Concessão;
- Nota 16 – Intangíveis;
- Nota 15 – Depreciação;
- Nota 16 – Amortização;
- Nota 21 – Obrigações Pós-Emprego;
- Nota 22 – Provisões;
- Nota 24 – Fornecimento não Faturado de Energia Elétrica; e
- Nota 29 – Mensuração pelo Valor Justo e Instrumentos Financeiros Derivativos.

2.5 Reclassificações de saldos contábeis de 1º de janeiro de 2011 e 31 de dezembro de 2011 e 2010

Alguns saldos das Demonstrações Contábeis referentes ao exercício findo em 31 de dezembro de 2011, originalmente emitidas em 26 de março de 2012, apesar de imateriais, estão sendo reclassificados para fins de comparação com as Demonstrações Contábeis do exercício findo em 31 de dezembro de 2012. Desta forma, a Companhia incorreu em erros não material e não intencional. Apesar da imaterialidade dos ajustes, individualmente e em conjunto, a Companhia decidiu ajustar os saldos comparativos de 2011 e 2010 para a apresentação nas Demonstrações Contábeis de 2012 com o objetivo de manter a melhor comparação dos saldos.

A seguir, apresentamos um resumo das Demonstrações Contábeis que tiveram reclassificações imateriais para uma melhor compreensão dos efeitos:

2010				
Demonstração de Resultado	**Nota**	**Publicado**	**Reclassificações**	**Reclassificado**
Receita	c	**13.847**	**(57)**	**13.790**
Depreciação e Amortização	c	(867)	(32)	(899)
Custo Total		**(8.968)**	**(32)**	**(9.000)**
Lucro Bruto		**4.879**	**(89)**	**4.790**
Despesas Financeiras	c	(1.667)	(73)	(1.594)
Resultado Antes dos Impostos		**2.822**	**(16)**	**2.806**
Imposto de Renda e Contribuição Social Diferidos	c	308	16	324
Resultado do Exercício		**2.415**	**-**	**2.415**

Fluxo de Caixa	Nota	Publicado	Reclassificações	Reclassificado
Fluxos de Caixa das Atividades Operacionais				
Despesas (Receitas) que não afetam o caixa e equivalentes de caixa				
Impostos de Renda e Contribuição Social	e	(307)	855	548
Juros e Variações Monetárias	e	(516)	1.089	573
Aumento (Redução) de Passivos				
Impostos, Taxas e Contribuições	e	1	(353)	(352)
Empréstimos e Financiamentos e Debêntures	e	286	(286)	-
Caixa Gerado pelas Atividades Operacionais				
Juros sobre Empréstimos e Financiamentos pagos	e	-	(803)	(803)
Imposto de Renda e Contribuição Social pagos	e	-	(502)	(502)
Caixa líquido Gerado das atividades operacionais				
Caixa Gerado pelas Atividades Operacionais		**3.376**	**-**	**3.376**

01/01/2011				
Balanço Patrimonial	**Nota**	**Publicado**	**Reclassificações**	**Reclassificado**
Ativo				
Circulante				
Fundos Vinculados	g	-	14	14
Outros Créditos	g	560	(14)	546
Total do Ativo Circulante		**8.086**	**-**	**8.086**
Não Circulante				
Impostos de Renda e Contribuição Social Diferidos	a	1.801	(582)	1.218
Ativo Financeiro da Concessão	b	7.316	356	7.672
Intangível	b	4.804	144	4.948
Total do Ativo Não Circulante		**25.470**	**(82)**	**25.388**
Total do Ativo		**33.556**	**(82)**	**33.474**
Passivo				
Circulante				
Empréstimos e Financiamentos	g	1.574	(28)	1.546
Debêntures	g	629	28	656
Total do Passivo Circulante		**6.403**	**-**	**6.403**
Não Circulante				
Empréstimos e Financiamentos	g	6.244	(131)	6.114
Debêntures	g	4.779	131	4.910
Imposto de Renda e Contribuição Social	a;b	1.065	(82)	984
Total do Passivo Não Circulante		**15.676**	**(82)**	**15.594**
Total do Passivo		**22.080**	**(82)**	**21.998**
Total do Passivo e do Patrimônio Líquido		**33.556**	**(82)**	**33.474**

2011				
Balanço Patrimonial	**Nota**	**Publicado**	**Reclassificações**	**Reclassificado**
Ativo				
Circulante				
Fundos Vinculados	g	-	3	3
Outros Créditos	g	562	(3)	559
Total do Ativo Circulante		**8.532**	**-**	**8.532**
Não Circulante				
Impostos de Renda e Contribuição Social Diferidos	a	2.036	(800)	1.236
Ativo Financeiro da Concessão	b	8.778	308	9.086
Intangível	b	5.261	143	5.404
Concessionários - Transporte de Energia	g	-	12	12
Outros Créditos	g	184	(12)	172
Total do Ativo Não Circulante		**28.826**	**(349)**	**28.477**
Total do Ativo		**37.358**	**(349)**	**37.009**
Passivo				
Circulante				
Empréstimos e Financiamentos	g	4.382	(28)	4.355
Debêntures	g	3.439	28	3.467
Provisão para Perdas em Instrumentos Financeiros	g	25	(2)	23
Concessões a Pagar	g	-	8	8
Outras Obrigações	g	414	(6)	408
Total do Passivo Circulante		**12.169**	**-**	**12.169**
Passivo				
Não Circulante				
Empréstimos e Financiamentos	g	5.358	(104)	5.255
Debêntures	g	2.600	104	2.704
Imposto de Renda e Contribuição Social	a	1.234	(349)	885
Total do Passivo Não Circulante		**13.443**	**(349)**	**13.095**
Total do Passivo		**25.613**	**(349)**	**25.264**
Total do Passivo e do Patrimônio Líquido		**37.358**	**(349)**	**37.009**
Demonstração de Resultado	**Nota**	**Publicado**	**Reclassificações**	**Reclassificado**
Receita	c	**15.814**	**(66)**	**15.749**
Depreciação e Amortização	c	(867)	(44)	(911)
Custo Total		**(9.957)**	**(44)**	**(10.001)**
Lucro Bruto		**5.857**	**(109)**	**5.749**
Despesas Financeiras	c	(2.051)	86	(1.965)
Resultado antes dos Impostos		**3.356**	**(23)**	**3.333**
Imposto de Renda e Contribuição Social Diferidos	c	170	23	193
Resultado do Exercício		**2.415**	**-**	**2.415**

2011				
Demonstrações dos Fluxos de Caixa	**Nota**	**Publicado**	**Reclassificações**	**Reclassificado**
Fluxos de Caixa das Atividades Operacionais				
Despesas (Receitas) que não afetam o caixa e equivalentes de caixa				
Impostos de Renda e Contribuição Social	e	(171)	1.088	918
Depreciação e Amortização	e	939	43	983
Juros e Variações Monetárias	e	(783)	1.328	546
(Aumento) Redução de Ativos				
Imposto de Renda e Contribuição Social a Recuperar	e	433	(331)	101
Aumento (Redução) de Passivos				
Impostos, Taxas e Contribuições	e	317	85	402
Empréstimos e Financiamentos e Debêntures	e	246	(246)	-
Caixa Gerado pelas Atividades Operacionais				
Juros sobre Empréstimos e Financiamentos pagos	e	-	(1.083)	(1.083)
Imposto de Renda e Contribuição Social pagos	e	-	(885)	(885)
Caixa líquido Gerado das atividades operacionais		**3.898**	-	**3.898**

As reclassificações acima apresentadas foram realizadas para proporcionar informações mais relevantes relacionadas aos seguintes itens:

a) Imposto de Renda e Contribuição Social Diferidos: Os saldos passivos do Imposto de Renda e Contribuição Social Diferidos foram compensados com os saldos dos ativos correspondentes, em cada uma das entidades que compõem o grupo econômico.

b) A companhia reclassificou o imposto de renda diferido passivo referente à diferença entre o valor contábil e valor justo apurados nas aquisições após 1º de janeiro de 2009 nas informações consolidadas, anteriormente apresentado de maneira líquida nos ativos adquiridos.

c) Reclassificação da amortização mais valia de ativos da concessão de despesas financeiras para a rubrica de depreciação e amortização de aquisições de distribuição e geração e para rubrica de receita de transmissão para ativos de transmissão de energia elétrica.

d) Alocação dos Juros e Variações Monetárias nos ajustes ao lucro líquido não afetam o caixa e equivalentes de caixa, na Demonstração do Fluxo de Caixa.

e) Alocação dos imposto de renda e contribuição social correntes nos ajustes ao lucro líquido não afetam o caixa e equivalentes de caixa, na Demonstração do Fluxo de Caixa.

f) Energia Elétrica Comprada para Revenda e Encargos de Uso da Rede Básica da Transmissão: apresentados líquidas dos créditos de PIS-PASEP/COFINS sobre a aquisição e o transporte do insumo em 2011, foi reclassificada para Impostos, Taxas e Contribuições – Federais;

Os demais itens foram segregados para melhor apresentação dos seus efeitos nas informações Contábeis Intermediárias.

2.6 Principais Práticas Contábeis

As políticas contábeis descritas em detalhes abaixo têm sido aplicadas de maneira consistente a todos os períodos apresentados nessas Demonstrações Contábeis individuais e consolidadas.

As políticas contábeis referentes às atuais operações da Companhia e aplicadas de maneira consistente pelas entidades do grupo são como segue:

a) <u>Instrumentos Financeiros</u>

Ativos financeiros não derivativos – A Companhia reconhece os Empréstimos e Recebíveis e Depósitos inicialmente na data em que foram originados. Todos os outros ativos financeiros (incluindo os ativos designados pelo valor justo por meio do resultado) são reconhecidos inicialmente na data da negociação na qual a Companhia se torna uma das partes das disposições contratuais do instrumento.

A Companhia desreconhece um ativo financeiro quando os direitos contratuais aos fluxos de caixa do ativo expiram, ou quando transfere os direitos ao recebimento dos fluxos de caixa contratuais sobre um ativo financeiro em uma transação no qual essencialmente todos os riscos e benefícios da titularidade do ativo financeiro são transferidos. Eventual participação que, seja criada ou retida pela Companhia nos ativos financeiros, é reconhecida como um ativo ou passivo individual.

Os ativos ou passivos financeiros são compensados e o valor líquido apresentado no Balanço Patrimonial somente quando a Companhia tenha o direito legal de compensar os valores e tenha a intenção de liquidar em uma base líquida ou de realizar o ativo e liquidar o passivo simultaneamente.

A Companhia tem os seguintes ativos financeiros não derivativos: Caixa e Depósitos Bancários, Equivalentes de Caixa e Títulos e Valores Mobiliários, mensuradas ao valor justo por meio do resultado; Créditos com Consumidores, Revendedores e Concessionários de Transporte de Energia, Fundos Vinculados e Depósitos Vinculados a Litígios, reconhecidos pelo seu valor nominal de realização e similares aos valores justos; Ativos Financeiros da Concessão.

Passivos financeiros não derivativos – A Companhia reconhece títulos de dívida emitidos inicialmente na data em que são originados. Todos os outros passivos financeiros (incluindo passivos designados pelo valor justo registrado no resultado) são reconhecidos inicialmente na data de negociação na qual a Companhia se torna uma parte das disposições contratuais do instrumento. A Companhia baixa um passivo financeiro quando tem suas obrigações contratuais retiradas e canceladas ou vencidas.

A Companhia tem os seguintes passivos financeiros não derivativos: Empréstimos, Financiamentos, Debêntures, Fornecedores e outras Contas a Pagar. Tais passivos financeiros são reconhecidos inicialmente pelo valor justo acrescido de quaisquer custos de transação atribuíveis. Após o reconhecimento inicial, esses passivos financeiros são medidos pelo custo amortizado através do método dos juros efetivos.

Capital Social – Ações ordinárias são classificadas como Patrimônio Líquido. O capital preferencial é classificado como Patrimônio Líquido caso seja não resgatável, ou somente resgatável à escolha da Companhia. Ações preferenciais não dão direito a voto e possuem preferência na liquidação da sua parcela do Capital Social. Os direitos de dividendos mínimos estabelecidos para as ações preferenciais estão descritos na Nota Explicativa nº 23 das Demonstrações Contábeis consolidadas.

Os dividendos mínimos obrigatórios conforme definido em Estatuto são reconhecidos como passivo.

Instrumentos financeiros ao valor justo por meio do resultado – Um ativo financeiro é classificado pelo valor justo por meio do resultado caso seja classificado como mantido para negociação, ou seja, designado como tal no momento do reconhecimento inicial. Os ativos financeiros são designados pelo valor justo por meio do resultado se a Companhia gerencia tais investimentos e toma decisões de compra e venda baseadas em seus valores justos de acordo com a gestão de riscos documentada e a estratégia de investimentos da Companhia. Os custos da transação são reconhecidos no resultado como incorridos. Ativos financeiros registrados pelo valor justo por meio do resultado são medidos pelo valor justo, e mudanças no valor justo desses ativos são reconhecidas no resultado do exercício. Foram considerados nessa categoria os Títulos e Valores Mobiliários.

Instrumentos financeiros disponíveis para venda – Um ativo financeiro é classificado como disponível para venda quando o propósito para o qual foi adquirido não é aplicação de recursos para obter ganhos de curto prazo, bem como não há a intenção de manter as aplicações até o vencimento ou ainda quando não estão enquadrados nas demais categorias. A partir de 31 de dezembro de 2012, encontram-se nesta categoria os ativos financeiros das concessões de transmissão e distribuição que foram abarcados pela Medida Provisória nº 579, posteriormente aprovada pelo Congresso Nacional e convertida na Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013. São mensurados pelo valor novo de reposição (VNR), equivalentes ao valor justo na data destas Demonstrações Contábeis. A Companhia reconhece um Ativo Financeiro resultante de um contrato de concessão quando tem um direito contratual incondicional de receber caixa ou outro ativo financeiro do poder concedente, ou sob a direção do concedente pelos serviços de construção ou melhoria prestados.

Empréstimos e recebíveis – são ativos financeiros com pagamentos fixos ou calculáveis que não são cotados no mercado ativo. Tais ativos são reconhecidos inicialmente pelo valor justo acrescido de quaisquer custos de transação atribuíveis. Após o reconhecimento inicial, os empréstimos e recebíveis são medidos pelo custo amortizado através do método dos juros efetivos, decrescidos de qualquer perda por redução ao valor recuperável.

Os empréstimos e recebíveis abrangem Caixa, Equivalentes de Caixa, Consumidores e Revendedores, Concessionários – Transporte de Energia, Ativos Financeiros da Concessão não abarcados pela Medida Provisória nº 579, posteriormente aprovada pelo Congresso Nacional e convertida na Lei nº 12.783, depósitos vinculados a litígios e Revendedores – Transações com Energia Livre.

Caixa e Equivalentes de Caixa abrangem saldos de caixa, depósitos bancários à vista e investimentos financeiros com vencimento original de três meses ou menos a partir da data da contratação, os quais são sujeitos a um insignificante risco de mudança de valor. Caixa e Equivalentes de Caixa são mantidos com a finalidade de atender a compromissos de caixa de curto prazo e não para investimento ou outros fins.

A Companhia reconhece um ativo financeiro resultante de um contrato de concessão quando tem um direito contratual incondicional de receber caixa ou outro ativo financeiro do poder concedente, ou sob a direção do concedente pelos serviços de construção ou melhoria prestada. Tais ativos financeiros são mensurados pelo valor justo mediante o reconhecimento inicial. Após o reconhecimento inicial, os ativos financeiros são mensurados pelo custo amortizado e classificados como empréstimos e recebíveis.

Instrumentos financeiros derivativos e atividades de hedge – A Controlada em conjunto Madeira mantinha instrumentos derivativos de hedge financeiros para proteger o fluxo de caixa e regular as principais exposições de riscos financeiros e a Controlada Cemig Distribuição mantém instrumentos derivativos de hedge financeiros para regular as suas exposições de riscos de variação de moeda estrangeira. Os derivativos são reconhecidos inicialmente pelo seu valor justo e os custos de transação atribuíveis são reconhecidos no resultado quando incorridos. Posteriormente ao reconhecimento inicial, os derivativos são mensurados pelo valor justo e as variações no valor justo são registradas no resultado, exceto na circunstância descrita abaixo para contabilização de operações de *hedge*.

O método de contabilização dos ganhos e perdas dos derivativos está condicionado à possível classificação do derivativo como instrumento de "*hedge* de fluxo de caixa". A parcela efetiva das variações no valor justo de derivativos designados e qualificados como "*hedge* de fluxo de caixa" é reconhecida em outros resultados abrangentes. O ganho ou perda relacionado com a parcela não efetiva é imediatamente reconhecido no resultado financeiro. Os valores acumulados no patrimônio são realizados na Demonstração do Resultado nos períodos em que o item protegido por *hedge* afetar o resultado. Para os

derivativos que não são classificados como "*hedge* de fluxo de caixa", as variações de valor justo são reconhecidas como ganhos ou perdas no resultado financeiro.

Para a utilização do *hedge accounting*, a Madeira ampara-se na sua política classificando os derivativos aplicáveis como *hedge* de fluxo de caixa, ressaltando que sua administração considera altamente efetivos os instrumentos que compensem entre 80% e 125% da mudança no preço do item para o qual a proteção foi contratada.

b) Moeda estrangeira e operações no exterior

Transações em moeda estrangeira são convertidas para a respectiva moeda funcional da Companhia pelas taxas de câmbio nas datas das transações. Ativos e passivos monetários denominados e apurados em moedas estrangeiras na data de apresentação são reconvertidas para a moeda funcional à taxa de câmbio apurada naquela data. O ganho ou perda cambial em itens monetários é a diferença entre o custo amortizado da moeda funcional no começo do período, ajustado por juros e pagamentos efetivos durante o período, e o custo amortizado em moeda estrangeira à taxa de câmbio no final do período de apresentação. Ativos e passivos não monetários denominados em moedas estrangeiras que são mensurados pelo valor justo são reconvertidos para a moeda funcional à taxa de câmbio na data em que o valor justo foi apurado. As diferenças de moedas estrangeiras resultantes na reconversão são reconhecidas no resultado. Itens não monetários que sejam medidos em termos de custos históricos em moeda estrangeira são convertidos pela taxa de câmbio apurada na data da transação. Maiores informações na nota Explicativa nº 3 das Demonstrações Contábeis consolidadas.

Os ganhos e as perdas decorrentes de variações de moedas estrangeiras referentes à controlada em conjunto Transchile são reconhecidos diretamente no Patrimônio Líquido na conta de Ajuste Acumulado de Conversão e reconhecidos no demonstrativo de resultado quando esses investimentos forem alienados, total ou parcialmente. As Demonstrações Contábeis de controlada no exterior são ajustadas às práticas contábeis brasileiras e internacionais e, posteriormente, convertidas para a moeda funcional local pela taxa de câmbio da data do fechamento.

c) Consumidores e Revendedores, Concessionários - Transporte de Energia e Revendedores – Transações com Energia Livre

As contas a receber de Consumidores, Revendedores e Concessionários – Transporte de Energia – são registradas inicialmente pelo valor justo, faturado e não faturado, e, subsequentemente mensuradas pelo custo amortizado. Inclui os respectivos impostos diretos de responsabilidade tributária da Companhia, menos os impostos retidos na fonte, os quais são considerados créditos tributários.

A Provisão para Crédito de Liquidação Duvidosa, para os consumidores de baixa e média tensão, é registrada com base em estimativas da Administração, em valor suficiente para cobrir prováveis perdas. Os principais critérios definidos pela Companhia são: (i) consumidores com valores significantes, uma análise é feita do saldo a receber levando em conta o histórico da dívida, as negociações em andamento e as garantias reais; (ii) para os outros consumidores os débitos vencidos a mais de 90 dias para consumidores residenciais, mais de 180 dias para os consumidores comerciais, ou mais de 360 dias para os demais consumidores, 100% do saldo é provisionado. Tais critérios não diferem daqueles estabelecidos pela ANEEL.

Para os grandes consumidores é feita uma analise individual dos devedores e das iniciativas em andamento para recebimento dos créditos.

d) Estoques

Os Estoques são mensurados pelo menor valor entre o custo e o valor realizável líquido. O custo dos estoques é baseado no princípio do custo médio de aquisição e inclui gastos incorridos na aquisição de estoques e outros custos incorridos em trazê-los às suas localizações e condições existentes. Os materiais em estoque são classificados no Ativo Circulante não sendo depreciados ou amortizados e os materiais destinados a obras são classificados no Ativo Imobilizado ou Intangível.

O valor realizável líquido é o preço estimado de venda no curso normal dos negócios, deduzido dos custos estimados de conclusão e despesas de vendas.

e) Arrendamento Operacional

Pagamentos efetuados sob um contrato de Arrendamento Operacional são reconhecidos como despesas na Demonstração de Resultados em bases lineares pelo prazo do contrato de arrendamento.

f) Ativos Vinculados à Concessão

Atividade de distribuição – A parcela dos ativos da concessão que será integralmente utilizada durante a concessão é registrada como um ativo intangível e amortizada integralmente durante o período de vigência do contrato de concessão.

A amortização reflete o padrão de consumo dos direitos adquiridos, sendo calculada sobre o saldo dos ativos vinculados

à concessão pelo método linear, tendo como base a aplicação das taxas determinadas pela ANEEL para a atividade de distribuição de energia elétrica.

A Companhia mensura a parcela do valor dos ativos que não estará integralmente amortizada até o final da concessão, registrando esse valor como um ativo financeiro por ser um direito incondicional de receber caixa ou outro ativo financeiro diretamente do poder concedente.

Os novos ativos são registrados inicialmente no ativo intangível, mensurados pelo custo de aquisição, incluindo os custos de empréstimos capitalizados. Quando da sua entrada em operação são bifurcados entre ativo financeiro e ativo intangível, sendo que a parcela dos ativos que é registrada no ativo financeiro é avaliada com base no custo novo de reposição, tendo como referência os valores homologados pela Aneel da Base de Remuneração de Ativos nos processos de revisão tarifária.

O valor contábil dos bens substituídos é baixado em contrapartida ao resultado do exercício.

Atividade de transmissão – Para as novas concessões de transmissão, outorgadas após o ano 2000, os custos relacionados à construção da infraestrutura são registrados no resultado quando da sua apuração e registra-se uma Receita de Construção baseado no estágio de conclusão da obra realizada, incluindo os impostos incidentes sobre a receita e eventual margem de lucro. Os custos da infraestrutura serão registrados na demonstração dos resultados quando incorridos. A receita de construção também é registrada na demonstração de resultado em contrapartida ao Ativo Financeiro, pois existe um direito incondicional de receber caixa ou outro Ativo Financeiro diretamente do poder concedente, durante e no final da vigência do contrato.

Para as concessões de transmissão antigas, outorgadas antes do ano 2000, a Companhia não adotou de forma retroativa o ICPC 01 (IFRIC 12) em função do volume e idade dos ativos. Dessa forma, foram utilizados na adoção inicial os saldos contábeis dos ativos.

Nesses casos, os ativos foram integralmente alocados como um ativo financeiro tendo em vista que não existe risco de demanda na atividade de transmissão e que a receita decorre apenas da disponibilização da rede.

Dos valores faturados de Receita Anual Permitida – (“RAP”), a parcela referente ao valor justo da operação e manutenção dos ativos é registrada em contrapartida ao resultado do exercício e a parcela referente à receita de construção, registrada originalmente quando da formação dos ativos, é utilizada para a baixa do ativo financeiro.

As adições por expansão e reforço geram fluxo de caixa adicional e, portanto, esse novo fluxo de caixa é incorporado ao saldo do ativo financeiro.

Em função da aceitação dos termos de renovação das concessões de transmissão antigas, conforme descrito em mais detalhes na nota explicativa nº 4, a maior parte dos ativos de transmissão das concessões antigas serão objeto de indenização pelo Poder Concedente, sendo já baixados em 31 de dezembro de 2012 e constituído um contas a receber correspondente à indenização estimada a ser recebida.

Atividade de gás – A parcela dos ativos da concessão que será integralmente utilizada durante a concessão é registrada como um Ativo Intangível e amortizada integralmente durante o período de vigência do contrato de concessão.

A amortização é calculada sobre o saldo dos ativos vinculados à concessão pelo método linear, mediante aplicação das taxas de amortização que refletem a vida útil estimada dos bens.

A Companhia mensura a parcela do valor dos ativos que não estará integralmente amortizada até o final da concessão, registrando esse valor como um ativo financeiro por ser um direito incondicional de receber caixa ou outro ativo financeiro diretamente do poder concedente.

Os novos ativos são registrados inicialmente no Ativo Intangível, mensurados pelo custo de aquisição, incluindo os custos de empréstimos capitalizados. Quando da sua entrada em operação são bifurcados entre ativo financeiro e ativo intangível, conforme critério mencionado nos parágrafos anteriores.

O valor contábil dos bens substituídos é baixado em contrapartida ao resultado do exercício.

Atividade de geração eólica – Os custos relacionados à construção da infraestrutura são registrados no resultado quando da sua apuração e registra-se uma Receita de Construção baseada no estágio de conclusão da obra realizada, incluindo os impostos incidentes sobre a receita e eventual margem de lucro.

Os saldos dos ativos, utilizados integralmente durante o período da autorização, são reconhecidos no Ativo Intangível.

g) Ativos Intangíveis

Os Ativos Intangíveis compreendem os ativos referentes aos contratos de concessão de serviços e softwares.

Os seguintes critérios são aplicados em caso de ocorrência: (i) Ativos intangíveis adquiridos de terceiros: são mensurados pelo custo total de aquisição, menos as despesas de amortização; (ii) Ativos intangíveis gerados internamente: são reconhecidos como ativos na fase de desenvolvimento desde que seja demonstrada a sua viabilidade técnica de utilização e se os benefícios econômicos futuros forem prováveis. São mensurados pelo custo, deduzidos da amortização acumulada e perdas por redução ao valor recuperável.

Para os Ativos Intangíveis vinculados à concessão, são adotados os procedimentos mencionados no item "ativos vinculados à concessão" acima.

h) Imobilizado

Os bens do Ativo Imobilizado são avaliados pelo custo incorrido na data de sua aquisição ou formação, incluindo custo atribuído, encargos financeiros capitalizados e deduzidos da depreciação acumulada. O custo inclui os gastos que são diretamente atribuíveis à aquisição de um ativo. Para os ativos construídos pela Companhia são incluídos o custo de materiais e mão de obra direta, além de outros custos para colocar o ativo no local e condição necessários para que estejam em condições de operar de forma adequada.

Os gastos subsequentes são capitalizados na medida em que seja provável que benefícios futuros associados aos gastos serão auferidos pela Companhia.

O valor contábil dos bens substituídos é baixado, sendo que os gastos com reparos e manutenções são integralmente registrados em contrapartida ao resultado do exercício.

A depreciação e a amortização são calculadas sobre o saldo das imobilizações em serviço e investimentos em consórcio pelo método linear, mediante aplicação das taxas determinadas pela ANEEL para os ativos relacionados às atividades de energia elétrica, e refletem a vida útil estimada dos bens.

As principais taxas de depreciação dos ativos do Imobilizado estão demonstradas na Nota Explicativa nº 15 das Demonstrações Contábeis consolidadas.

Os juros e demais encargos financeiros incorridos de financiamentos vinculados às obras em andamento são apropriados às imobilizações em curso e consórcios durante o período de construção.

Para aqueles recursos que foram captados especificamente para determinadas obras, a alocação dos encargos é feita de forma direta para os ativos financiados. Para os demais empréstimos e financiamentos que não estão vinculados diretamente a obras específicas, é estabelecida uma taxa média ponderada para a capitalização dos custos desses empréstimos.

i) Redução ao valor recuperável

Ativos financeiros – Um ativo financeiro não mensurado pelo valor justo por meio do resultado é avaliado a cada data de apresentação para apurar se há evidência objetiva de que tenha ocorrido perda no seu valor recuperável. Um ativo tem perda no seu valor recuperável se uma evidência objetiva indica que um evento de perda ocorreu após o reconhecimento inicial do ativo, e que aquele evento de perda teve um efeito negativo nos fluxos de caixa futuros projetados que podem ser estimados de uma maneira confiável.

A evidência objetiva de que os ativos financeiros perderam valor pode incluir o não pagamento ou atraso no pagamento por parte do devedor, indicações de que o devedor ou emissor entrará em processo de falência, ou o desaparecimento de um mercado ativo para um título. Além disso, para um instrumento patrimonial, um declínio significativo ou prolongado em seu valor justo abaixo do seu custo é evidência objetiva de perda por redução ao valor recuperável.

A Companhia considera evidência de perda de valor para recebíveis tanto no nível individualizado como no nível coletivo. Todos os recebíveis individualmente significativos são avaliados quanto à perda de valor específico. Recebíveis que não são individualmente importantes são avaliados coletivamente quanto à perda de valor por agrupamento conjunto desses títulos com características de risco similares.

Ao avaliar a perda de valor recuperável de forma coletiva a Companhia utiliza tendências históricas da probabilidade de inadimplência, do prazo de recuperação e dos valores de perda incorridos, ajustados para refletir o julgamento da administração quanto às premissas se as condições econômicas e de crédito atuais são tais que as perdas reais provavelmente serão maiores ou menores que as sugeridas pelas tendências históricas.

Uma redução do valor recuperável com relação a um ativo financeiro medido pelo custo amortizado é calculada como a

diferença entre o valor contábil e o valor presente dos futuros fluxos de caixa estimados descontados à taxa de juros efetiva original do ativo. As perdas são reconhecidas no resultado e refletidas em uma conta de provisão contra recebíveis. Os juros sobre o ativo que perdeu valor continuam sendo reconhecidos através da reversão do desconto. Quando um evento subsequente indica reversão da perda de valor, a diminuição na perda de valor é revertida e registrada no resultado.

Ativos não financeiros – Os valores contábeis dos ativos não financeiros da Companhia, que não os Estoques e Imposto de Renda e Contribuição Social Diferidos, são revistos a cada data de apresentação para apurar se há indicação de perda no valor recuperável. Caso ocorra tal indicação, então o valor recuperável do ativo é determinado. Os ativos do Imobilizado e do Intangível têm o seu valor recuperável testado caso haja indicadores de perda de valor.

j) <u>Benefícios a Empregados</u>

Planos de contribuição definida – Um plano de contribuição definida é um plano de benefícios pós-emprego sob o qual uma entidade paga contribuições fixas para uma entidade separada (Fundo de previdência) e não terá nenhuma obrigação legal ou construtiva de pagar valores adicionais. As obrigações por contribuições aos planos de pensão de contribuição definida são reconhecidas como despesas de benefícios a empregados no resultado nos períodos durante os quais serviços são prestados pelos empregados. Contribuições pagas antecipadamente são reconhecidas como um ativo mediante a condição de que haja o ressarcimento de caixa ou a redução em futuros pagamentos esteja disponível. As contribuições para um plano de contribuição definida cujo vencimento é esperado para 12 meses após o final do período no qual o empregado presta o serviço são descontadas aos seus valores presentes.

Planos de benefício definido – Um plano de benefício definido é um plano de benefício pós-emprego que não o plano de contribuição definida. A obrigação líquida da Companhia quanto aos planos de pensão de benefício definido é calculada individualmente para cada plano através da estimativa do valor do benefício futuro que os empregados auferiram como retorno pelos serviços prestados no período atual e em períodos anteriores; aquele benefício é descontado ao seu valor presente. Quaisquer custos de serviços passados não reconhecidos e os valores justos de quaisquer ativos do plano são deduzidos. A taxa de desconto é o rendimento apresentado na data de apresentação das Demonstrações Contábeis para os títulos de dívida de primeira linha e cujas datas de vencimento se aproxime das condições das obrigações da Companhia e que sejam denominadas na mesma moeda na qual os benefícios têm expectativa de serem pagos. O cálculo é realizado anualmente por um atuário qualificado através do método de crédito unitário projetado. Quando o cálculo resulta em um benefício para a Companhia, o ativo a ser reconhecido é limitado ao total de quaisquer custos de serviços passados e perdas atuariais líquidas não reconhecidas e o valor presente dos benefícios econômicos disponíveis na forma de reembolsos futuros do plano ou redução nas futuras contribuições ao plano. Para calcular o valor presente dos benefícios econômicos, consideração é dada para quaisquer exigências de custeio que se aplicam a qualquer plano na Companhia. Um benefício econômico está disponível à Companhia se ele for realizável durante a vida do plano, ou na liquidação dos passivos do plano.

Quando os benefícios de um plano são incrementados, a porção do benefício aumentado relacionada ao serviço passado dos empregados é reconhecida no resultado pelo método linear ao longo do período médio até que os benefícios se tornem direito adquirido. Na condição em que os benefícios se tornem direito adquirido imediatamente, a despesa é reconhecida imediatamente no resultado.

Os ganhos e perdas atuariais decorrentes de ajustes com base na experiência e nas mudanças de premissas atuariais que excederem a 10% do valor dos ativos do plano ou 10% dos passivos do plano serão reconhecidos no resultado pelo tempo médio de serviço futuro dos atuais participantes ativos.

Nos casos de obrigações com aposentadorias, o passivo reconhecido no balanço patrimonial com relação aos planos de pensão de benefício definido é o maior valor entre a dívida pactuada com a fundação para amortização das obrigações atuariais e o valor presente da obrigação atuarial, calculada através de laudo atuarial, deduzida do valor justo dos ativos do plano e ajustada pelos ganhos e perdas atuariais não reconhecidos. Nos exercícios apresentados, a dívida pactuada com a fundação é superior aos valores do passivo líquido. Neste caso, o valor registrado no resultado anualmente corresponde aos encargos e variação monetária dessa dívida, alocado como despesa financeira da Companhia.

Outros benefícios de longo prazo a empregados – A obrigação líquida da Companhia com relação a benefícios a empregados que não os planos de pensão é o valor do benefício futuro que os empregados auferiram como retorno pelo serviço prestado no ano corrente e em anos anteriores. Aquele benefício é descontado para apurar o seu valor presente, e o valor justo de quaisquer ativos relacionados é deduzido. A taxa de desconto é o rendimento apresentado na data de apresentação das Demonstrações Contábeis sobre títulos de primeira linha e cujas datas de vencimento se aproxime das condições das obrigações da Companhia. O cálculo é realizado através do método de crédito unitário projetado. Quaisquer ganhos e perdas atuariais são reconhecidos no resultado no período em que surgem.

Os procedimentos mencionados anteriormente são utilizados para as obrigações atuariais com plano de saúde, seguro de vida e plano odontológico.

Benefícios de término de vínculo empregatício – Os benefícios de término de vínculo empregatício são reconhecidos como uma despesa quando a Companhia está comprovadamente comprometida, sem possibilidade realista de retrocesso, com um

plano formal detalhado para rescindir o contrato de trabalho antes da data de aposentadoria normal ou prover benefícios de término de vínculo empregatício em função de uma oferta feita para estimular a demissão voluntária. Os benefícios de término de vínculo empregatício por demissões voluntárias são reconhecidos como despesa caso a Companhia tenha feito uma oferta de demissão voluntária, seja provável que a oferta será aceita, e o número de funcionários que irão aderir ao programa possa ser estimado de forma confiável.

Benefícios de curto prazo a empregados – Obrigações de benefícios de curto prazo a empregados são mensuradas em uma base não descontada e são incorridas como despesas conforme o serviço relacionado seja prestado.

O passivo é reconhecido pelo valor esperado a ser pago sob os planos de bonificação em dinheiro ou participação nos lucros de curto prazo se a Companhia tem uma obrigação legal ou construtiva de pagar esse valor em função de serviço passado prestado pelo empregado, e a obrigação possa ser estimada de maneira confiável. A Participação nos Lucros prevista no Estatuto Social é provisionada em conformidade ao acordo coletivo estabelecido com os sindicatos representantes dos empregados na rubrica Participação dos Empregados e Administradores no Resultado.

k) Provisões

Uma provisão é reconhecida no balanço quando a Companhia possui uma obrigação legal, ou construtiva, como resultado de um evento passado, que possa ser estimada de maneira confiável e que seja provável que um recurso econômico venha a ser requerido para saldar a obrigação.

Contratos Onerosos – Uma provisão para contratos onerosos é reconhecida quando os benefícios esperados a serem derivados de um contrato são menores que o custo inevitável de atender as obrigações da concessão. A provisão é mensurada a valor presente pelo menor valor entre o custo esperado de se rescindir o contrato de concessão e o custo líquido esperado de continuar com o mesmo.

l) Imposto de Renda e Contribuição Social

O Imposto de Renda e a Contribuição Social do exercício corrente e diferido são calculados com base nas alíquotas de 15%, acrescidas do adicional de 10% sobre o lucro tributável excedente de R$240 mil para imposto de renda e 9% sobre o lucro tributável para contribuição social sobre o lucro líquido, e consideram a compensação de prejuízos fiscais e base negativa de Contribuição Social, limitada a 30% do lucro real.

A despesa com Imposto de Renda e Contribuição Social compreende os impostos de renda correntes e diferidos. O imposto corrente e o imposto diferido são reconhecidos no resultado a menos que estejam relacionados à combinação de negócios, ou itens diretamente reconhecidos no Patrimônio Líquido ou em outros Resultados Abrangentes.

O imposto corrente é o imposto a pagar ou a receber esperado sobre o lucro tributável do exercício, a taxas de impostos vigentes ou substantivamente vigentes na data de apresentação das Demonstrações Contábeis e qualquer ajuste aos impostos a pagar com relação aos exercícios anteriores.

O imposto diferido é reconhecido com relação às diferenças temporárias entre os valores contábeis de ativos e passivos e os correspondentes valores usados para fins de tributação. O imposto diferido é mensurado pelas alíquotas que se espera serem aplicadas às diferenças temporárias quando elas revertem, baseando-se nas leis que foram decretadas ou substantivamente decretadas até a data de apresentação das Demonstrações Contábeis.

Os ativos e passivos fiscais diferidos são compensados caso haja um direito legal de compensar passivos e ativos fiscais correntes, e eles se relacionam a impostos de renda lançados pela mesma autoridade tributária sobre a mesma entidade sujeita à tributação.

Um ativo de Imposto de Renda e Contribuição Social Diferido é reconhecido por diferenças temporárias dedutíveis e prejuízos fiscais e base negativa de contribuição social não utilizados quando é provável que lucros futuros sujeitos à tributação estarão disponíveis e contra os quais serão utilizados.

Ativos de Imposto de Renda e Contribuição Social Diferido são revisados a cada data de relatório e serão reduzidos na medida em que sua realização não seja mais provável.

m) Receita Operacional

De forma geral, para os negócios da Companhia no setor elétrico, gás, telecomunicações e outros, as receitas são reconhecidas quando existem evidências convincentes de acordos, quando ocorre a entrega de mercadorias ou quando os serviços são prestados, os preços são fixados ou determináveis, e o recebimento é razoavelmente assegurado, independente do efetivo recebimento do dinheiro.

As receitas de venda de energia são registradas com base na energia entregue e nas tarifas especificadas nos termos

contratuais ou vigentes no mercado. As receitas de fornecimento de energia para consumidores finais são contabilizadas quando há o fornecimento de energia elétrica. O faturamento é feito em bases mensais. O fornecimento de energia não faturado, do período entre o último faturamento e o final de cada mês, é estimado com base no faturamento do mês anterior e contabilizado no final do mês. As diferenças entre os valores estimados e os realizados não têm sido relevantes e são contabilizadas no mês seguinte.

O fornecimento de energia ao sistema nacional interligado é registrado quando ocorre o fornecimento e é faturado mensalmente, de acordo com o reembolso definido pelo contrato de concessão.

Para as novas concessões de transmissão, é registrada no resultado mensalmente a parcela do faturamento referente a operação e manutenção das linhas de transmissão. A receita relacionada aos serviços de construção sob o contrato de concessão de serviços é reconhecida baseada no estágio de conclusão da obra realizada.

Para as concessões de transmissão antigas, é registrado no resultado mensalmente o valor justo da operação e manutenção das linhas de transmissão e a remuneração do ativo financeiro.

Os serviços prestados incluem encargos de conexão e outros serviços relacionados e as receitas são contabilizadas quando os serviços são prestados.

n) Receitas e Despesas Financeiras

As Receitas Financeiras referem-se principalmente a receita de aplicação financeira, acréscimos moratórios em contas de energia elétrica, juros sobre ativos financeiros da concessão e juros sobre outros ativos financeiros. A receita de juros é reconhecida no resultado através do método de juros efetivos.

As Despesas Financeiras abrangem encargos de dívidas, variação cambial e variação monetária sobre empréstimos, financiamentos e debêntures. Os custos dos empréstimos, não capitalizados, são reconhecidos no resultado através do método de juros efetivos.

o) Resultado por Ação

O resultado por ação básico é calculado por meio do resultado atribuível aos acionistas controladores e não controladores da Companhia, com base na média ponderada das ações ordinárias e preferenciais em circulação no respectivo período. O resultado por ação diluído é calculado por meio da referida média das ações em circulação, ajustada pelos instrumentos potencialmente conversíveis em ações, com efeito diluído nos períodos apresentados.

p) Informação por Segmento

Um segmento operacional é um componente da Companhia que desenvolve atividades de negócio das quais pode obter receitas e incorrer em despesas, incluindo receitas e despesas relacionadas com transações com outros componentes da Companhia. Todos os resultados operacionais dos segmentos operacionais são revistos frequentemente pelo Presidente da Companhia (CEO) para decisões sobre os recursos a serem alocados ao segmento e para avaliação de seu desempenho, e para o qual informações financeiras individualizadas estão disponíveis. A Companhia opera em 4 segmentos: energia elétrica, gás, telecomunicações e outros. Mais detalhes na Nota 5.

Os resultados de segmentos que são reportados ao CEO incluem itens diretamente atribuíveis ao segmento, bem como aqueles que podem ser alocados em bases razoáveis. Os itens não alocados compreendem principalmente ativos corporativos, despesas da sede e ativos e passivos de Imposto de Renda e Contribuição Social.

Os gastos de capital por segmento são os custos totais incorridos durante o período para a aquisição de Ativo Financeiro da Concessão, Intangível, Imobilizado, e Ativos Intangíveis que não ágio.

q) Novos pronunciamentos contábeis ainda não adotados

A Companhia não adotou as IFRS novas e revisadas a seguir, já emitidas e ainda não adotadas, sendo que apresentará em maiores detalhes aquelas que julga serem aplicáveis às suas operações:

- IFRS 9 Instrumentos Financeiros (4)
- IFRS 10 Demonstrações Financeiras Consolidadas (2)
- IFRS 11 Negócios em Conjunto (2)
- IFRS 12 Divulgações de Participações em Outras Entidades (2)
- IFRS 13 Mensuração do Valor Justo (2)

- Modificações à IAS 1 Apresentação dos Itens de Outro Resultado Abrangente (1)
- Modificações à IFRS 7 Divulgação –Compensação de Ativos Financeiros e Passivos Financeiros (2)
- Modificações às IFRS 9 e IFRS 7 Data de Aplicação Mandatória da IFRS 9 e Divulgações de Transição (4)
- Modificações às IFRS 10, 11 e 12 Demonstrações Financeiras Consolidadas, Negócios em Conjunto e Divulgações de Participações em Outras Entidades: Guia de Transição (2)
- IAS 19 (revisada em 2011) Benefícios a Empregados (2)
- IAS 27 (revisada em 2011) Demonstrações Financeiras Separadas (2)
- IAS 28 (revisada em 2011) Investimentos em Coligadas e Joint Ventures (2)
- Modificações à IAS 32 Compensação de Ativos e Passivos Financeiros (3)
- Modificações às IFRSs Ciclo de Melhorias anuais aos 2009-2011
- IFRIC 20 Custos de Remoção na Fase de Produção de uma Mina de Superfície (2)

(1) Em vigor para períodos anuais iniciados em ou após 1º de julho de 2012.
(2) Em vigor para períodos anuais iniciados em ou após 1º de janeiro de 2013.
(3) Em vigor para períodos anuais iniciados em ou após 1º de janeiro de 2014.
(4) Em vigor para períodos anuais iniciados em ou após 1º de janeiro de 2015.

IFRS 9 Instrumentos Financeiros

IFRS 9 - Instrumentos Financeiros, emitida em novembro de 2009 e alterada em outubro de 2010, introduz novas exigências para a classificação, mensuração e baixa de ativos e passivos financeiros.

A IFRS 9 estabelece que todos os ativos financeiros reconhecidos que estão inseridos no escopo da IAS 39 - *Instrumentos Financeiros: Reconhecimento e Mensuração* (equivalente ao CPC 38) sejam subsequentemente mensurados ao custo amortizado ou valor justo.

O efeito mais significativo da IFRS 9 relacionado à classificação e mensuração de passivos financeiros refere-se à contabilização das variações no valor justo de um passivo financeiro (designado ao valor justo através do resultado) atribuíveis a mudanças no risco de crédito daquele passivo. Especificamente, de acordo com a IFRS 9, com relação aos passivos financeiros reconhecidos ao valor justo através do resultado, o valor da variação no valor justo do passivo financeiro atribuível a mudanças no risco de crédito daquele passivo é reconhecido em "Outros resultados abrangentes", a menos que o reconhecimento dos efeitos das mudanças no risco de crédito do passivo em "Outros resultados abrangentes" resulte em ou aumente o descasamento contábil no resultado. As variações no valor justo atribuíveis ao risco de crédito de um passivo financeiro não são reclassificadas no resultado. Anteriormente, de acordo com a IAS 39 e CPC 38, o valor total da variação no valor justo do passivo financeiro reconhecido ao valor justo através do resultado foi reconhecido no resultado.

A Administração da Companhia espera que a IFRS 9 a ser adotada nas demonstrações contábeis terá um efeito relevante sobre os saldos reportados com relação aos seus ativos e passivos financeiros (por exemplo, os ativos financeiros da concessão atualmente classificados como investimentos disponíveis para venda serão mensurados ao valor justo no final dos períodos de reporte subsequentes, sendo as alterações no valor justo reconhecidas em lucro ou prejuízo). No entanto, não é possível fornecer estimativa razoável desse efeito até que seja efetuada revisão detalhada.

Consolidação, acordos de participação, coligadas e divulgações relacionadas -

Em maio de 2011, um pacote de cinco normas de consolidação, acordos de participação, coligadas e divulgações foi emitido, incluindo a IFRS 10, IFRS 11, IFRS 12, IAS 27 (revisada em 2011) e IAS 28 (revisada em 2011).

As principais exigências dessas cinco normas estão descritas a seguir:

A IFRS 10 substitui as partes da IAS 27 *Demonstrações Financeiras Consolidadas e Separadas* que tratam das demonstrações financeiras consolidadas. A SIC-12 *Consolidação – Sociedades de Propósito Específico* será retirada com a aplicação da IFRS 10. De acordo com a IFRS 10, existe somente uma base de consolidação, ou seja, o controle. Adicionalmente, a IFRS 10 inclui uma nova definição de controle que contém três elementos: (a) poder sobre uma investida; (b) exposição, ou direitos, a retornos variáveis da sua participação na investida e (c) capacidade de utilizar seu poder sobre a investida para afetar o valor dos retornos ao investidor. Orientações abrangentes foram incluídas na IFRS 10 para abordar cenários complexos.

A IFRS 11 substitui a IAS 31 *Participações em Joint Ventures*. A IFRS 11 aborda como um acordo de participação

onde duas ou mais partes têm controle conjunto deve ser classificada. A SIC-13 *Joint Ventures – Contribuições Não-Monetárias de Investidores* será retirada com a aplicação da IFRS 11. De acordo com a IFRS 11, os acordos de participação são classificados como operações conjuntas ou joint ventures, conforme os direitos e as obrigações das partes dos acordos. Adicionalmente, de acordo com a IFRS 11, as joint ventures devem ser contabilizadas pelo método de equivalência patrimonial, enquanto as entidades controladas em conjunto, de acordo com o critério anterior do IAS 31 permitia a contabilização pelo método de equivalência patrimonial ou pelo método de contabilização proporcional.

A IFRS 12 é uma norma de divulgação aplicável a entidades que possuem participações em controladas, acordos de participação, coligadas e/ou entidades estruturadas não consolidadas. De um modo geral, as exigências de divulgação de acordo com a IFRS 12 são mais abrangentes do que as normas atuais.

Essas cinco normas, juntamente com as respectivas modificações relacionadas às regras de transição, são aplicáveis a períodos anuais iniciados em ou após 1º de janeiro de 2013.

A Administração entende que a aplicação dessas cinco normas trará um efeito significativo sobre os valores reportados nas demonstrações contábeis consolidadas da Companhia. Todas as entidades controladas em conjunto pela Companhia listadas na nota explicativa 3 (c), estão proporcionalmente consolidadas nestas demonstrações contábeis, e se qualificam como joint ventures de acordo com os requerimentos do IFRS11. Desta maneira, passarão a ser apresentadas pelo método da equivalência patrimonial a partir de 2013.

As Demonstrações Contábeis Consolidadas em decorrência do novo critério, caso sua adoção fosse no ano de 2012 teriam os seguintes impactos: uma redução do ativo e do passivo total no montante de R$7.630, uma redução no Resultado Operacional Antes do Resultado Financeiro e Impostos de R$1.213 e uma redução da receita líquida no montante de R$3.850. O resultado do exercício e o Patrimônio Líquido não seriam impactados pela adoção das novas práticas.

IFRS 13 Mensuração do Valor Justo

A IFRS 13 apresenta uma fonte única de orientação para as mensurações do valor justo e divulgações acerca das mensurações do valor justo. A norma define valor justo, apresenta uma estrutura de mensuração do valor justo e exige divulgações das mensurações do valor justo. O escopo da IFRS 13 é abrangente, aplicando-se a itens de instrumentos financeiros e não-financeiros, para os quais outras IFRSs exigem ou permitem mensurações do valor justo e divulgações das mensurações do valor justo, exceto em determinados casos. Por exemplo, divulgações quantitativas e qualitativas, com base na hierarquia de valor justo de três níveis atualmente exigida para instrumentos financeiros somente de acordo com a IFRS 7 Instrumentos Financeiros: Divulgações, serão complementadas pela IFRS 13 de modo a incluir todos os ativos e passivos em seu escopo.
A IFRS 13 é aplicável para períodos anuais iniciados em ou após 1º de janeiro de 2013.

A Administração espera que a adoção dessa nova norma poderá afetar certos valores reportados nas demonstrações contábeis e resultar em divulgações mais abrangentes nas suas demonstrações contábeis.

Modificações à IAS 1

As modificações à IAS 1 permitem apresentar o resultado e outro resultado abrangente e uma única demonstração ou em duas demonstrações separadas e consecutivas. No entanto, as modificações à IAS 1 exigem divulgações adicionais na seção de outro resultado abrangente de forma que os itens de outro resultado abrangente sejam agrupados em duas categorias: (a) itens que não serão reclassificados posteriormente no resultado e (b) itens que serão reclassificados posteriormente no resultado de acordo com determinadas condições. O imposto de renda sobre os itens de outro resultado abrangente será destinado da mesma forma.

As modificações à IAS 1 são aplicáveis para períodos anuais iniciados em ou após 1º de julho de 2012. A apresentação dos itens de outro resultado abrangente será modificada apropriadamente na medida em que as modificações sejam adotadas nos períodos contábeis futuros.

Alterações à IFRS 7 e IAS 32 – Compensação de ativos e passivos financeiros e divulgações relacionadas

As alterações à IAS 32 esclarecem questões de adoção existentes com relação às exigências de compensação de ativos e passivos financeiros. Especificamente, essas alterações esclarecem o significado de "atualmente possui o direito legal de compensar" e "realização e liquidação simultâneas".

As alterações à IFRS 7 exigem que as entidades divulguem as informações acerca dos direitos de compensação e acordos relacionados (como as exigências de garantias) para os instrumentos financeiros sujeitos à compensação ou contratos similares.

As alterações à IFRS 7 são aplicáveis para períodos anuais iniciados em ou após 1º de janeiro de 2013 e períodos intermediários a esses períodos anuais. As divulgações devem ser realizadas retrospectivamente para todos os períodos comparados. No entanto, as alterações à IAS 32 não são aplicáveis para períodos anuais iniciados antes de 1º de janeiro de 2014, com adoção retroativa exigida.

A Administração acredita que a adoção dessas alterações à IAS 32 e IFRS 7 poderá resultar em divulgações adicionais com relação à compensação de ativos e passivos financeiros no futuro.

IAS 19 Benefícios a Empregados

As modificações às IAS 19 alteram a contabilização dos planos de benefícios definidos e dos benefícios de rescisão. A modificação mais significativa refere-se à contabilização das alterações nas obrigações de benefícios definidos e ativos do plano no próprio ano, com a eliminação da "abordagem de corredor" permitida na versão anterior da IAS 19 e o reconhecimento antecipado dos custos de serviços passados. As modificações exigem que todos os ganhos e prejuízos atuariais sejam reconhecidos imediatamente por meio de outro resultado abrangente de forma que o ativo ou passivo líquido do plano de pensão seja reconhecido na demonstração consolidada da posição financeira para refletir o valor integral do déficit ou superávit do plano. Além disso, as despesas com juros e o retorno esperado sobre os ativos do plano utilizados na versão anterior da IAS 19 foram substituídos por um valor de "juros líquidos", calculado com base na taxa de desconto ao ativo ou passivo do benefício definido líquido.

O efeito decorrente da adoção das novas práticas contábeis de registro das obrigações atuariais com benefícios pós-emprego representará uma redução no patrimônio líquido em 1º de janeiro de 2013 no valor de R$496.956 (R$105.637 em 1º de janeiro de 2013). O impacto no resultado de 2013 em decorrência da revisão do Pronunciamento representa uma redução de R$18 na despesa com benefícios pós-emprego em comparação com a despesa que seria registrada em conformidade à antiga prática contábil.

Esse efeito líquido representa diversos ajustes, incluindo os efeitos do imposto de renda: a) reconhecimento integral dos ganhos atuariais por meio de outros resultados abrangentes e redução do déficit líquido do fundo de pensão; b) reconhecimento imediato dos custos de serviços passados no resultado e aumento do déficit líquido do fundo de pensão e c) reversão da diferença entre o ganho resultante da taxa esperada de retorno sobre os ativos do fundo de pensão e a taxa de desconto por meio do lucro abrangente.

Melhorias anuais ao ciclo de IFRSs 2009 – 2011 (maio de 2012)

As melhorias anuais ao ciclo de IFRSs 2009 – 2011 incluem várias alterações a diversas IFRSs. As alterações às IFRSs são aplicáveis para períodos anuais iniciados em ou após 1º de janeiro de 2013 e incluem:

- alterações à IAS 16 – Imobilizado e
- alterações à IAS 32 – Instrumentos financeiros: apresentação.

As alterações à IAS 16 esclarecem que as peças de substituição, equipamentos e equipamentos de serviço devem ser classificados como imobilizado conforme estejam de acordo com a definição de imobilizado da IAS 16 e de outra forma, como estoque. A Administração não determinou se as alterações à IAS 16 terão um efeito significativo nas demonstrações contábeis da Companhia.

- alterações à IAS 32

As alterações à IAS 32 esclarecem que o imposto de renda relacionado às distribuições dos titulares de instrumentos patrimoniais e aos custos das transações patrimoniais deve ser contabilizado de acordo com a IAS 12 – Impostos sobre o lucro. A Administração entende que as alterações à IAS 32 não terão um efeito significativo nas demonstrações contábeis da Companhia.

Pronunciamento não aplicável à Companhia

- IFRIC 20 Custos de Remoção na Fase de Produção de uma Mina de Superfície.

r) Determinação do ajuste a valor presente

A Companhia aplicou o ajuste a valor presente sobre determinados contratos de concessão onerosa (nota 4) e também sobre o saldo de debêntures (nota 19) emitidas pela Companhia. Foram utilizadas taxas de desconto compatíveis com o custo de captação de recursos em operações com o mesmo prazo na data das operações, o que representa, em nossa estimativa, um percentual de 12,50%, incluindo a inflação prevista.

3. PRINCÍPIOS DE CONSOLIDAÇÃO

Foram consolidadas as Demonstrações Contábeis das controladas e controladas em conjunto mencionadas na Nota Explicativa nº 1 Demonstrações Contábeis consolidadas.

a) Controladas e controladas em conjunto

As Demonstrações Contábeis de controladas e controladas em conjunto são incluídas nas Demonstrações Contábeis consolidadas a partir da data em que o controle, controle compartilhado, se inicia até a data em que o controle, controle compartilhado, deixa de existir. Os ativos, passivos e resultados das controladas em conjunto foram consolidados com base no método de consolidação proporcional. As políticas contábeis de controladas e controladas em conjunto estão alinhadas com as políticas adotadas pela Companhia.

O controle conjunto da Companhia é estabelecido por meio de acordo de acionistas, previamente assinado, cujas decisões estratégicas, financeiras e operacionais são tomadas com consentimento unânime entre as partes.

Em algumas companhias controladas em conjunto a Cemig tem mais de 50% do poder de voto, entretanto, existem acordos de acionistas que dão aos acionistas minoritários direitos relevantes que representam o compartilhamento de controle.

b) Consórcios

É registrada a quota-parte dos ativos, passivos e resultados das operações de consórcio na controlada que possui a correspondente participação.

c) Transações eliminadas na consolidação

Saldos e transações intragrupo, e quaisquer receitas ou despesas derivadas de transações intragrupo, são eliminados na preparação das Demonstrações Contábeis consolidadas. Ganhos não realizados oriundos de transações com companhias investidas registrados por equivalência patrimonial são eliminados contra o investimento na proporção da participação da Companhia na Investida. Prejuízos não realizados são eliminados da mesma maneira como são eliminados os ganhos não realizados, mas somente até o ponto em que não haja evidência de perda por redução ao valor recuperável.

As referências efetuadas nestas Demonstrações Contábeis das controladas e controladas em conjunto são realizadas na proporção de participação da Companhia.

As Demonstrações Contábeis da Transchile, para fins de consolidação, são convertidas de dólares norte-americanos (moeda funcional da Transchile) para reais com base na última cotação do ano, uma vez que a moeda funcional da Cemig é o real. As diferenças de moedas estrangeiras são reconhecidas em outros resultados abrangentes, e apresentadas no Patrimônio Líquido. Desde 1º de janeiro de 2009, data da aplicação pela Companhia do pronunciamento IAS 21 (CPC 02) Efeitos das Mudanças na Taxa de Câmbio e da Conversão das Demonstrações Contábeis, tais diferenças têm sido reconhecidas em Ajustes de Avaliação Patrimonial.

As datas das Demonstrações Contábeis das sociedades controladas e controladas em conjunto utilizadas para cálculo de equivalência patrimonial e consolidação coincidem com as da Companhia.

As Demonstrações Contábeis consolidadas incluem os saldos e as transações dos fundos de investimento cujos únicos quotistas são a Companhia e suas controladas, composto de títulos públicos, privados e debêntures de empresas com classificação de risco mínimo A+(bra) (rating nacional de longo prazo) garantindo alta liquidez nos papéis.

Os fundos exclusivos, cujas Demonstrações Contábeis são regularmente revisadas/auditadas, estão sujeitos às obrigações restritas ao pagamento de serviços prestados pela administração dos ativos, atribuída à operação dos investimentos, como taxas de custódia, auditoria e outras despesas, inexistindo obrigações financeiras relevantes, bem como ativos dos quotistas para garantir essas obrigações.

A Companhia utiliza os critérios de consolidação integral e proporcional, conforme o quadro a seguir. A participação é dada sobre o capital total da controlada ou controlada em conjunto:

Sociedades Controladas e Controladas em Conjunto	Forma de Consolidação	2012		2011		01/01/2011	
		Participação Direta (%)	Participação Indireta (%)	Participação Direta (%)	Participação Direta (%)	Participação Direta (%)	Participação Direta (%)
Controladas e Controladas em Conjunto							
Cemig Geração e Transmissão	Integral	100,00	-	100,00	-	100,00	-
Cemig Baguari Energia	Integral	-	100,00	-	100,00	-	100,00
Hidrelétrica Cachoeirão	Proporcional	-	49,00	-	49,00	-	49,00
Guanhães Energia	Proporcional	-	49,00	-	49,00	-	49,00
Madeira Energia	Proporcional	-	10,00	-	10,00	-	10,00
Hidrelétrica Pipoca	Proporcional	-	49,00	-	49,00	-	49,00
Baguari Energia	Proporcional	-	69,39	-	69,39	-	69,39
Empresa Brasileira de Transmissão de Energia – EBTE	Proporcional	-	49,00	-	49,00	-	49,00
Central Eólica Praias de Parajuru	Proporcional		49,00		49,00		49,00
Central Eólica Volta do Rio	Proporcional	-	49,00	-	49,00	-	49,00
Central Eólica Praias de Morgado	Proporcional	-	49,00	-	49,00	-	49,00
Taesa	Proporcional	-	43,36	-	56,69	-	56,69
Light Ger	Proporcional	-	49,00	-	49,00	-	49,00
Amazônia Energia Participações	Proporcional	-	74,50	-	74,50	-	-
Cemig Distribuição	Integral	100,00	-	100,00	-	100,00	-
Cemig Telecom	Integral	100,00	-	100,00	-	100,00	-
Ativas Data Center	Proporcional	-	49,00	-	49,00	-	49,00
Rosal Energia	Integral	100,00	-	100,00	-	100,00	-
Sá Carvalho	Integral	100,00	-	100,00	-	100,00	-
Horizontes Energia	Integral	100,00	-	100,00	-	100,00	-
Usina Térmica Ipatinga	Integral	100,00	-	100,00	-	100,00	-
Cemig PCH	Integral	100,00	-	100,00	-	100,00	-
Cemig Capim Branco Energia	Integral	100,00	-	100,00	-	100,00	-
Cemig Trading	Integral	100,00	-	100,00	-	100,00	-
Efficientia	Integral	100,00	-	100,00	-	100,00	-
Central Termelétrica de Cogeração	Integral	100,00	-	100,00	-	100,00	-
UTE Barreiro	Integral	100,00	-	100,00	-	100,00	-
Empresa de Serviços e Comercialização de Energia Elétrica	Integral	100,00	-	100,00	-	100,00	-
Cemig Serviços	Integral	100,00	-	100,00	-	100,00	-
Gasmig	Proporcional	59,57	-	55,19	-	55,19	-
Companhia Transleste de Transmissão	Proporcional	25,00	-	25,00	-	25,00	-
Companhia Transudeste de Transmissão	Proporcional	24,00	-	24,00	-	24,00	-
Companhia Transirapé de Transmissão	Proporcional	24,50	-	24,50	-	24,50	-
Light	Proporcional	26,06	-	26,06	-	26,06	-
Light SESA	Integral	-	26,06	-	26,06	-	26,06
Light Energia	Integral	-	26,06	-	26,06	-	26,06
Light Esco	Integral	-	26,06	-	26,06	-	26,06
Light Ger	Integral	-	13,29	-	13,29	-	13,29
Light Soluções em Eletricidade	Integral	-	26,06	-	26,06	-	26,06
Instituto Light	Integral	-	26,06	-	26,06	-	26,06
Itaocara Energia	Integral	-	26,06	-	26,06	-	26,06
Lightcom	Integral	-	26,06	-	26,06	-	26,06
Amazônia Energia Participações	Proporcional	-	6,65	-	6,65	-	6,65
CR Zongshen E-Power Fabricadora de Veículos	Proporcional	-	5,21	-	5,21	-	5,21
Axxiom	Proporcional	-	13,29	-	13,29	-	13,29
Transchile	Proporcional	49,00	-	49,00	-	49,00	-
Companhia de Transmissão Centroeste de Minas	Proporcional	51,00	-	51,00	-	51,00	-
Empresa Amazonense de Transmissão de Energia – EATE	Proporcional	49,98	-	49,98	-	49,98	-
Sistema de Transmissão Catarinense – STC	Integral	-	39,99	-	39,99	-	30,82
Lumitrans Cia. Transmissora de Energia Elétrica	Integral	-	39,99	-	39,99	-	30,82
Empresa Brasileira de Transmissão de Energia – EBTE	Proporcional	-	25,49	-	25,49	-	19,65
Empresa Paraense de Transmissão de Energia – ETEP	Proporcional	49,98	-	49,98	-	49,98	-
Empresa Santos Dumont Energia – ESDE	Integral	-	49,98	-	49,98	-	49,98
Empresa Norte de Transmissão de Energia – ENTE	Proporcional	49,99	-	49,99	-	49,99	-
Empresa Regional de Transmissão de Energia – ERTE	Proporcional	49,99	-	49,99	-	49,99	-
Empresa Catarinense de Transmissão de Energia – ECTE	Proporcional	19,09	-	19,09	-	19,09	-
Empresa de Transmissão Serrana - ETSE	Integral	-	19,09	-	19,09	-	-
Axxiom	Proporcional	49,00	-	49,00	-	49,00	-
Parati	Proporcional	25,00	-	25,00	-	-	-
Light	Proporcional	-	6,43	-	6,43	-	-

4. DAS CONCESSÕES E OS EFEITOS DA MEDIDA PROVISÓRIA Nº 579 DE 11 DE SETEMBRO DE 2012 (CONVERTIDA NA LEI DE Nº 12.783 DE 11 DE JANEIRO DE 2013)

A Cemig e suas controladas e controladas em conjunto detêm junto à ANEEL, as seguintes concessões:

Geração	Localização	Data da Concessão ou Autorização	Data de Vencimento
Usinas Hidrelétricas			
UHE Santo Antônio	Rio Madeira	06/2008	06/2043
São Simão	Rio Paranaíba	01/1965	01/2015
Emborcação	Rio Paranaíba	07/1975	07/2025
Nova Ponte	Rio Araguari	07/1975	07/2025
Jaguara	Rio Grande	08/1963	08/2013
Miranda	Rio Araguari	12/1986	12/2016
Três Marias	Rio São Francisco	04/1958	07/2015
Volta Grande	Rio Grande	02/1967	02/2017
Irapé	Rio Jequitinhonha	01/1999	02/2035
Aimorés	Rio Doce	07/2000	12/2035
Salto Grande	Rio Santo Antônio	10/1963	07/2015
Funil	Rio Grande	10/1964	12/2035
Queimado	Rio Preto	11/1997	01/2033
Itutinga	Rio Grande	01/1953	07/2015
Capim Branco I	Rio Araguari	08/2001	08/2036
Capim Branco II	Rio Araguari	08/2001	08/2036
Camargos	Rio Grande	08/1958	07/2015
Porto Estrela	Rio Santo Antônio	05/1997	07/2032
Igarapava	Rio Grande	05/1995	12/2028
Piau	Rio Piau / Pinho	10/1964	07/2015
Gafanhoto	Rio Pará	09/1953	07/2015
Sá Carvalho	Rio Piracicaba	12/1994	12/2024
Rosal	Itabapoana – RJ	05/1997	05/2032
Pai Joaquim	Rio Araguari	04/2002	04/2032
Salto Paraopeba	Rio Paraopeba	10/2000	10/2030
Machado Mineiro	Rio Pardo	07/1995	07/2025
Salto do Passo Velho	Rio Capecozinho	10/2000	10/2030
Salto do Voltão	Rio Capecozinho	10/2000	10/2030
PCH Cachoeirão	Rio Manhuaçu	07/2000	07/2030
UHE Baguari	Rio Doce	08/2006	08/2041
PCH Pipoca	Rio Manhuaçu	09/2001	09/2031
Light – UHE Fontes Nova	Ribeirão dos Lajes	07/1996	06/2026
Light – UHE Nilo Peçanha	Ribeirão dos Lajes	07/1996	06/2026
Light – UHE Pereira Passos	Ribeirão dos Lajes	07/1996	06/2026
Light – UHE Ilha dos Pombos	Rio Paraíba do Sul	07/1996	06/2026
Light – UHE Santa Branca	Rio Paraíba do Sul	07/1996	06/2026
Usina Eólica			
Morro do Camelinho	Gouveia – MG	03/2000	01/2017
Praias do Parajuru	Berberibe – CE	09/2002	08/2029
Volta do Rio	Aracajú – CE	12/2001	08/2034
Praia de Morgado	Aracajú - CE	12/2001	08/2034
Grupo Eólico Renova (14)	Sudoeste da Bahia	08/2011	08/2045
Usinas Termelétricas			
Igarapé	Juatuba – MG	01/2005	08/2024
Ipatinga	Ipatinga – MG	11/2000	12/2014
Barreiro	Belo Horizonte – MG	02/2002	04/2023
Projetos em Andamento – Usinas Hidrelétricas			
PCH Dores dos Guanhães	Rio Guanhães	11/2002	11/2032
PCH Fortuna II	Rio Guanhães	12/2001	12/2031
PCH Senhora do Porto	Rio Guanhães	10/2002	10/2032
PCH Jacaré	Rio Guanhães	10/2002	10/2032

Transmissão	Localização	Data da Concessão ou Autorização	Data de Vencimento
Rede Básica	Minas Gerais	07/1997	07/2015
Sub-Estação – SE Itajubá – 3	Minas Gerais	10/2000	10/2030
Transleste – LT Irapé – Montes Claros	Minas Gerais	02/2004	02/2034
Transudeste – LT Itutinga – Juiz de Fora	Minas Gerais	03/2005	03/2035
Transirapé – LT Irapé – Araçuaí	Minas Gerais	03/2005	03/2035
EBTE – LT Juína-Brasnorte	Mato Grosso	10/2008	10/2038
ETEP – LT Tucuruí – Vila do Conde	Pará	06/2001	06/2031
ENTE – LTs Tucuruí – Marabá – Açailândia	Pará/Maranhão	12/2002	12/2032
ERTE – LT Vila do Conde – Santa Maria	Pará	12/2002	12/2032
EATE – LT Tucuruí – Presidente Dutra	Pará	06/2001	06/2031
ECTE – LT Campos Novos – Blumenau	Santa Catarina	11/2000	11/2030
STC – LT Barra Grande	Santa Catarina	06/2006	06/2036
Lumitrans – LT Machadinho	Santa Catarina	07/2004	07/2034
Taesa - TSN (1)	Goiás/ Bahia	12/2000	12/2030
Taesa – Munirah (2)	Bahia	02/2004	02/2034
Taesa – Gtesa (3)	Pernambuco/ Paraíba	01/2002	01/2032
Taesa – Patesa (4)	Rio Grande do Norte	12/2002	12/2032
Taesa – NVT (5)	Maranhão/Distrito Federal	12/2000	12/2030
Taesa – ETAU (6)	Santa Catarina/Rio G. do Sul	12/2002	12/2032
Taesa – ETEO (7)	São Paulo	05/2000	05/2030
Taesa – Brasnorte (8)	Mato Grosso	03/2008	03/2038
Taesa – STE (9)	Rio Grande do Sul	12/2002	12/2032
Taesa – ATE (10)	Paraná/São Paulo	02/2004	02/2034
Taesa – ATE II (11)	Tocantins/Piauí/Bahia	03/2005	03/2035
Taesa – ATE III (12)	Tocantins/Pará	03/2006	03/2036
Transchile – LT Charrua – Nueva Temuco	Chile	05/2005	05/2028
Centroeste de Minas – LT Furnas – Pimenta	Minas Gerais	03/2005	03/2035
Projetos em Andamento – Transmissão			
ESDE – LT Barbacena2-Juiz de Fora 1	Minas Gerais	11/2009	11/2039
Taesa – São Gotardo (13)	Minas Gerais	08/2012	08/2042
DISTRIBUIÇÃO			
Cemig Distribuição			
Norte	Minas Gerais	04/1997	02/2016
Sul	Minas Gerais	04/1997	02/2016
Leste	Minas Gerais	04/1997	02/2016
Oeste	Minas Gerais	04/1997	02/2016
Light SESA e Light Energia			
Região Metropolitana	Rio de Janeiro	07/1996	06/2026
Grande Rio	Rio de Janeiro	07/1996	06/2026
Vale do Paraíba	Rio de Janeiro	07/1996	06/2026

(1) TSN – Transmissora Sudeste Nordeste S.A.
(2) Munirah Transmissora de Energia S.A.
(3) Gtesa - Goiânia Transmissora de Energia S.A.
(4) Paraíso Açu Transmissora de Energia S.A.
(5) NVT - Novatrans Energia S.A.
(6) ETAU - Empresa de Transmissão Alto Uruguai S.A.
(7) ETEO - Empresa de Transmissão de Energia do Oeste S.A.
(8) Brasnorte Transmissora de Energia S.A.
(9) STE – Sul Transmissora de Energia S.A.
(10) ATE – Transmissora de Energia S.A.
(11) ATE II – Transmissora de Energia S.A.
(12) ATE III – Transmissora de Energia S.A.
(13) São Gotardo Transmissora de Energia S.A.
(14) Renova Energia S.A.

Abaixo seguem quadros com as autorizações da Renova Energia S.A:

PCH	Ref. Contrato	Resolução ANEEL	Data de Resolução	Capacidade de Produção Instalada
Cachoeira da Lixa	PROINFA	697	24/12/2003	14,8 MW
Colino 2	PROINFA	695	25/12/2003	16,0 MW
Colino 1	PROINFA	703	26/12/2003	11,0 MW

Eólico	Ref. Contrato	Portaria MME	Data da Portaria	Capacidade de Produção Instalada
Centrais Eólicas Alvorada S.A.	LER 03/2009	695	05/08/2010	8,0 MW
Centrais Eólicas Candiba S.A.	LER 03/2009	691	05/08/2010	9,6 MW
Centrais Eólicas Guanambi S.A.	LER 03/2009	700	06/08/2010	20,8 MW
Centrais Eólicas Guirapá S.A.	LER 03/2009	743	19/08/2010	28,8 MW
Centrais Eólicas Igaporã S.A.	LER 03/2009	696	05/08/2010	30,4 MW
Centrais Eólicas Ilhéus S.A.	LER 03/2009	690	05/08/2010	11,2 MW
Centrais Eólicas Lucílio de Almeida S.A.	LER 03/2009	692	05/08/2010	24,0 MW
Centrais Eólicas Nossa Senhora Conceição S.A.	LER 03/2009	693	05/08/2010	28,8 MW
Centrais Eólicas Pajeú do Vento S.A.	LER 03/2009	694	05/08/2010	25,6 MW
Centrais Eólicas Pindaí S.A.	LER 03/2009	699	05/08/2010	24,0 MW
Centrais Eólicas Planaltina S.A.	LER 03/2009	697	05/08/2010	27,2 MW
Centrais Eólicas Porto Seguro S.A.	LER 03/2009	698	05/08/2010	6,4 MW
Centrais Eólicas Rio Verde S.A.	LER 03/2009	742	19/08/2010	30,4 MW
Centrais Eólicas Serra do Salto S.A	LER 03/2009	689	05/08/2010	19,2 MW
Centrais Eólicas Morrão S.A	LER 05/2010	268	20/04/2011	28,8 MW
Centrais Eólicas Seraíma S.A	LER 05/2010	332	27/05/2011	28,8 MW
Centrais Eólicas Tanque S.A	LER 05/2010	330	26/05/2011	28,8 MW
Centrais Eólicas da Prata S.A	LER 05/2010	117	25/03/2011	20,8 MW
Centrais Eólicas dos Araças S.A	LER 05/2010	241	07/04/2011	30,4 MW
Centrais Eólicas Ventos dos Nordeste S.A	LER 05/2010	161	18/03/2011	22,4 MW
Centrais Eólicas Borgo S.A	LEN 02/2011	222	13/04/2012	19,2 MW
Centrais Eólicas Dourados S.A	LEN 02/2011	130	13/03/2012	28,8 MW
Centrais Eólicas Maron S.A	LEN 02/2011	107	08/03/2012	28,8 MW
Centrais Eólicas Serra do Espinhaço S.A	LEN 02/2011	171	22/03/2012	17,6 MW
Centrais Eólicas Ametista S.A	LEN 02/2011	135	14/03/2012	28,8 MW
Centrais Eólicas Caetité S.A	LEN 02/2011	167	21/03/2012	28,8 MW
Centrais Eólicas Espigão S.A	LEN 02/2011	172	22/03/2012	9,6 MW
Centrais Eólicas Pelourinho S.A	LEN 02/2011	168	21/03/2012	22,4 MW
Centrais Eólicas Pilões S.A	LEN 02/2011	128	13/03/2012	28,8 MW
Renova Energia S.A. (São Salvador) *	LEN 06/2012	-	-	-

* Aguardando publicação da Portaria

Concessões de Distribuição

Os contratos de concessão e a legislação brasileira estabelecem um mecanismo de preços máximos que permite três tipos de reajustes de tarifas: (1) o reajuste anual; (2) a revisão periódica; e (3) a revisão extraordinária.

A Companhia tem o direito de requerer, a cada ano, o reajuste anual, o qual se destina a compensar os efeitos da inflação sobre as tarifas e permite repassar aos consumidores certas alterações nos custos que estejam fora do controle da Companhia, tais como o custo da energia elétrica comprada e encargos setoriais, incluindo encargos em função do uso das instalações de transmissão e distribuição.

Ademais, a ANEEL realiza uma revisão periódica de tarifas a cada cinco anos para a Cemig Distribuição e a cada quatro anos para a Light que visa identificar as variações dos custos da Companhia, bem como estabelecer um fator com base nos ganhos de escala, que será aplicado nos reajustes de tarifas anuais, para compartilhar tais ganhos com os consumidores da Companhia.

A Companhia também tem o direito de solicitar a revisão extraordinária das tarifas, casos eventos imprevisíveis alterem significativamente o equilíbrio econômico-financeiro da concessão. A revisão periódica e a revisão extraordinária estão sujeitas, em certo grau, à discricionariedade da ANEEL, apesar de existirem regras pré-estabelecidas a cada ciclo revisional. Apesar dos contratos de concessão estabelecerem que a Companhia deva manter o equilíbrio econômico-financeiro, não se pode garantir que a ANEEL estabelecerá tarifas que compensarão adequadamente a Companhia e que as receitas e os resultados operacionais não serão prejudicados por tais tarifas. Quando a Companhia solicita um reajuste tarifário, se faz necessário comprovar o impacto financeiro resultante destes eventos nas operações.

De acordo com os contratos de concessão de distribuição, a Companhia está autorizada a cobrar de seus consumidores uma tarifa pelo fornecimento de energia consistindo em dois componentes: (1) uma parcela referente aos custos de geração,

transmissão e distribuição de energia não gerenciáveis (“Custos da Parcela A”); e (2) uma parcela de custos operacionais (“Custos da Parcela B”). Ambas as parcelas são estabelecidas como parte da concessão original para determinados períodos iniciais. Subsequentemente aos períodos iniciais, e em intervalos regulares já mencionados anteriormente, a ANEEL revê os custos da Companhia, a fim de determinar o ajuste da inflação (ou outro fator de ajuste similar) aos Custos da Parcela B (“Ajuste Escalar”) para o período subsequente. Esta revisão poderá resultar num ajuste escalar com valor positivo, nulo ou negativo.

Concessões de Geração

No negócio de geração, a Companhia além de vender energia através dos leilões para as distribuidoras através do mercado cativo, também vende energia à Consumidores Livres no mercado livre – ACL. No mercado livre - ACL, a energia é negociada através das concessionárias de geração, PCH – Pequenas Centrais Hidrelétricas, auto geradores, comercializadores e importadores de energia.

Consumidores livres são aqueles cuja demanda excede a 3 MW em tensão igual ou superior a 69kV ou em qualquer nível de tensão, desde que o fornecimento começou após julho de 1995.

Uma vez que um consumidor tenha optado pelo mercado livre, só poderá voltar ao sistema regulado se comunicar ao distribuidor de sua região com cinco anos de antecedência. Este período de aviso prévio procura assegurar que, se necessário, a distribuidora poderá comprar energia adicional para suprir a reentrada de Consumidores Livres no mercado regulado. As geradoras estatais podem vender energia a consumidores livres, mas ao invés de geradores privados, são obrigados a fazê-lo através de um processo de leilão.

Concessões de Transmissão

De acordo com os contratos de concessão transmissão vigentes, a Companhia está autorizada a cobrar a TUST - tarifas de uso do sistema de transmissão. As tarifas são reajustadas anualmente na mesma data em que ocorrem os reajustes das Receitas Anuais Permitidas - RAP das concessionárias de transmissão. Esse período tarifário inicia-se em 1º de julho do ano de publicação das tarifas até 30 de junho do ano subsequente.

O serviço de transporte de grandes quantidades de energia elétrica por longas distâncias, no Brasil, é feito utilizando-se de uma rede de linhas de transmissão e subestações em tensão igual ou superior a 230 kV, denominada Rede Básica.

Qualquer agente do setor elétrico, que produza ou consuma energia elétrica tem direito à utilização desta Rede Básica, como também o consumidor, atendidas certas exigências técnicas e legais. Este é o chamado Livre Acesso, assegurado em Lei e garantido pela ANEEL.

O pagamento do uso da transmissão aplica-se também à geração da Itaipu Binacional. Entretanto, devido às características legais dessa usina, os encargos correspondentes são assumidos pelas concessionárias de distribuição detentoras das respectivas quotas-partes da potência da usina.

Para as novas concessões de transmissão, outorgadas após o ano 2000, a parcela dos ativos que não será utilizada durante a concessão é registrada como um Ativo Financeiro, pois existe um direito incondicional de receber caixa ou outro Ativo Financeiro diretamente do poder concedente ao final da vigência do contrato.

A partir de 2013, para as concessões de transmissão antigas da Companhia, outorgadas antes do ano 2000, a remuneração se dará sob os termos da Medida Provisória nº 579 (convertida na Lei nº 12.783), onde os ativos são pertencentes ao Poder Concedente e a Companhia é remunerada pela operação e manutenção desses ativos.

Concessões de Gás

As concessões para distribuição de gás natural são estaduais e no Estado de Minas Gerais, as tarifas de gás natural são fixadas, pelo órgão regulador – Secretaria de Estado de Desenvolvimento Econômico, de acordo com o segmento de mercado. As tarifas são compostas por uma parcela de custo de gás e uma parcela relativa à operação da Concessão. A cada trimestre as tarifas são reajustadas para repasse do custo de gás e uma vez ao ano para atualização da parcela destinada a cobrir os custos relativos à prestação do serviço de distribuição – remuneração do capital investido e cobrir todas as despesas operacionais, comerciais e administrativas realizadas pela Concessionária.

Além destes reajustes é prevista uma revisão tarifária para julho de 2015. Estas revisões deverão ocorrer a cada 5 (cinco) anos, com o objetivo de avaliar as variações dos custos da Companhia e adequar às tarifas. No Contrato de Concessão é prevista também a possibilidade de revisão extraordinária das tarifas se ocorrerem motivações que ponham em risco o equilíbrio econômico-financeiro da Concessão.

MEDIDA PROVISÓRIA Nº 579 (LEI FEDERAL Nº 12.783)

Em 11 de setembro de 2012, foi emitida pelo Governo Federal a Medida Provisória nº 579 (MP 579), posteriormente aprovada pelo Congresso Nacional e sancionada em 11 de janeiro de 2013, que dispõe basicamente sobre as concessões de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, sobre a redução dos encargos setoriais e sobre modicidade tarifária.

Por meio da MP 579, o Governo pretendeu encerrar as discussões sobre a possibilidade de prorrogação das concessões de energia elétrica, tratadas nos artigos 17, §5º, 19 e 22 da Lei nº 9.074, de 07/07/1995, cujos prazos de vencimento ocorreriam a partir de 2015, conforme condições estabelecidas na referida Lei e nos respectivos Contratos de Concessão, ou se estas seriam licitadas.

Assim, a MP 579, ao tratar das prorrogações das concessões de distribuição, transmissão e geração de energia elétrica alcançada pelos artigos listados acima impôs novas condições de prorrogação às concessionárias, permitindo a prorrogação por um prazo de até 30 anos, com a antecipação do vencimento dessas concessões e assinatura de Termos Aditivos aos respectivos Contratos de Concessão com o Poder Concedente estabelecendo as novas condições.

A prorrogação prevista dependia ainda da aceitação expressa dos critérios de remuneração, alocação da energia e padrões de qualidade constantes da MP 579, estando ainda prevista à indenização dos ativos ainda não amortizados ou depreciados com base no Valor Novo de Reposição (VNR).

Conforme também previsto, as concessões não prorrogadas nos termos da MP permanecerão com os concessionários nas condições vigentes, sendo que serão licitadas, na modalidade leilão ou concorrência, por até 30 anos ao final de cada contrato de concessão.

Em consonância com os prazos previstos na MP 579, através das Portarias do Ministério das Minas e Energia, MME nº 578 e nº 579, de 31 de outubro de 2012, foram definidas as tarifas iniciais para as usinas hidrelétricas enquadradas na MP 579 e as receitas iniciais de transmissão de energia elétrica, enquadradas no art. 6º da Medida Provisória nº 579, de 2012, para efeito da antecipação da prorrogação das concessões.

Em 1º de novembro de 2012, através da Portaria Interministerial MME-MF nº 580, foram definidos os valores de indenização a serem pagos aos concessionários de geração e de transmissão que optarem por antecipar os efeitos da prorrogação das concessões. Deve ser ressaltado que os valores de indenização divulgados para a transmissão são parciais, não incluem a indenização prevista para os ativos com data anterior a junho de 2000, cuja definição do valor da indenização está prevista para 2013.

Dessa forma, o Conselho de Administração da Companhia decidiu pelas seguintes deliberações no que se refere à renovação das concessões em conformidade aos termos da MP 579:

Distribuição de energia elétrica

A Companhia requereu a renovação de todos os contratos de concessão de distribuição no Estado de Minas Gerais, ou seja, Cemig Norte nº 002/97, Cemig Sul nº 003/97, Cemig Leste nº 004/97 e Cemig Oeste nº 005/97, todos datados de 10 de julho de 1997, em conformidade com a Portaria DNAEE nº 130, de 17 de abril de 1997, publicada no DOU de 22 de abril de 1997 e prorrogadas pela Portaria nº 125, de 17 de abril de 1997, do Ministro de Estado das Minas e Energia, publicada no DOU de 22 de abril de 1997.

O prazo de vencimento das concessões de distribuição da Cemig Distribuição que serão objeto de renovação por mais 30 anos é fevereiro de 2016.

Considerando que as concessões da Light possuem vencimentos apenas após 2026, as regras introduzidas pela MP 579 não afetam a Companhia neste momento, e nenhum impacto relevante a ser reconhecido foi identificado.

Transmissão de energia elétrica

A Companhia requereu a renovação do contrato de concessão Nº 006/97 – Cemig, referente às instalações de transmissão sob a sua responsabilidade classificadas como integrantes da Rede Básica no Estado de Minas Gerais, de acordo com a Lei nº 9.074/95 e regulamentação pertinente.

O valor contábil dos ativos financeiros referentes ao contrato 006/97 correspondiam ao montante de R$635. A indenização prevista na Portaria Interministerial MME nº 580 para os ativos de transmissão da Companhia posteriores a junho de 2000 é de R$285, não sendo ainda divulgado, conforme comentário anterior, o valor da indenização para os ativos de transmissão anteriores a junho de 2000.

Tendo em vista que a Companhia, em conformidade aos critérios previstos na MP 579, tem direito a indenização do total dos ativos ainda não depreciados e ainda não foi divulgado pela Aneel o valor efetivo da indenização, a Companhia estimou os valores da indenização, utilizando como referência a Nota Técnica da Aneel nº 387/2012, onde são apresentados estudos para

definição do VNR das instalações de transmissão, sendo estimada a indenização total da Cemig em R$828. A diferença entre os valores contábeis e o valor estimado de indenização foi registrado pela Companhia como um ganho no resultado do exercício de 2012, no valor de R$192.

A indenização anunciada de R$285 para os ativos de transmissão posteriores a junho de 2000 foi recebida em janeiro de 2013, sendo que a indenização da parcela restante, no montante estimado de R$542, tem o seu recebimento previsto para um período de 30 anos, conforme critérios a serem ainda definidos pelo Poder Concedente.

As concessões de transmissão da Taesa e da TBE não são enquadradas dentro da MP 579, não tendo impactos relacionados ao VNR a serem reconhecidos em suas demonstrações financeiras.

Geração de Energia Elétrica

A Companhia optou por não renovar as concessões de geração de energia elétrica para as centrais geradoras relacionadas abaixo, constantes do Contrato de Concessão nº 007/97- Cemig Geração, como segue:

Central Geradora	Data de vencimento das concessões	Capacidade instalada (MW)	Saldo líquido dos ativos com base no custo histórico em 31/12/12	Saldo líquido dos ativos com base no custo atribuído em 31/12/12
UHE Três Marias	07/2015	396,00	53	429
UHE Volta Grande	02/2017	380,00	30	83
UHE Salto Grande	07/2015	102,00	14	44
UHE Itutinga	07/2015	52,00	3	11
UHE Camargos	07/2015	46,00	5	22
PCH Piau	07/2015	18,01	1	11
PCH Gafanhoto	07/2015	14,00	2	16
PCH Peti	07/2015	9,40	2	10
PCH Tronqueiras	07/2015	8,50	2	14
PCH Joasal	07/2015	8,40	2	10
PCH Martins	07/2015	7,70	-	3
PCH Cajuru	07/2015	7,20	4	5
PCH Paciência	07/2015	4,08	1	6
PCH Marmelos	07/2015	4,00	1	6
PCH Dona Rita	07/2015	2,41	1	3
PCH Sumidouro	07/2015	2,12	2	2
PCH Anil	07/2015	2,08	1	-
PCH Poquim	07/2015	1,41	2	5
		1.065,31	**126**	**680**

Nota: Os valores referentes ao custo atribuído foram registrados quando da adoção das novas normas de contabilidade em conformidade aos padrões internacionais, em 01 de janeiro de 2009, sendo que a diferença entre o montante do custo atribuído e o custo histórico está registrada diretamente em rubrica específica do Patrimônio Líquido da Companhia, sem efeito inicial do registro no resultado da Companhia.

Para as concessões das usinas de Jaguara, São Simão e Miranda, cujas concessões terão o seu prazo de vencimento em agosto de 2013, janeiro de 2015 e dezembro de 2016, respectivamente, a Companhia entende que tem direito a prorrogação das concessões nas condições anteriores a MP 579, conforme cláusulas estabelecidas nos contratos de concessão e no artigo 19 da Lei nº 9.074/1995.

Os saldos históricos dos ativos das usinas mencionadas correspondem em 31 de dezembro de 2012 ao valor de R$1.032 e com base no custo atribuído, utilizado na adoção dos novos padrões de contabilidade, correspondem ao valor de R$1.305. Conforme consta dos contratos de concessão, a Cemig GT terá direito a indenização dos ativos não depreciados ao término das concessões, o que na interpretação da Companhia, ocorrerá após a prorrogação mencionada no parágrafo anterior.

As demais concessões de geração do Grupo Cemig não são enquadradas dentro da MP 579, portanto, sem impacto a ser reconhecido em suas demonstrações financeiras.

Concessões Onerosas

Na obtenção das concessões para construção de alguns empreendimentos de geração de energia, a Companhia se comprometeu a efetuar pagamentos à ANEEL, ao longo do prazo de vigência do contrato, como compensação pela exploração. As informações das concessões, com os valores a serem pagos, são como segue:

Empreendimento	Valor Nominal em 2012	Valor Presente em 2012	Período de Amortização	Índice de Atualização
Porto Estrela (Consórcio)	390	138	08/2001 a 07/2032	IGPM
Irapé	33	12	03/2006 a 02/2035	IGPM
Queimado (Consórcio)	8	3	01/2004 a 12/2032	IGPM
Baguari (Consórcio)	5	2	09/2009 a 09/2042	IPCA
Itaocara (Consórcio)	71	33	Até 09/2036	IGPM

As concessões a serem pagas ao Poder Concedente preveem parcelas mensais com diferentes valores ao longo do tempo. Para fins contábeis e de reconhecimento de custos, em função do entendimento que representam um Ativo Intangível relacionado ao direito de exploração, são registradas a partir da assinatura dos contratos pelo valor presente da obrigação de pagamento.

As parcelas pagas ao poder concedente referentes às usinas de Porto Estrela, Irapé, Queimado, Baguari em 2012 corresponderam a R$6,1, R$1,3, R$0,4, e R$0,2 , respectivamente.

O valor presente das parcelas a serem pagas no período de 12 meses corresponde a R$13,9, R$1,3, R$0,4, e R$0,3.

A taxa utilizada para desconto a valor presente pela Cemig dos seus passivos, de 12,50%, representa a taxa média de captação de recursos em condições usuais na data da transição para as IFRS.

5. SEGMENTOS OPERACIONAIS

Os segmentos operacionais da Cemig refletem o marco regulatório do setor elétrico brasileiro, com diferentes legislações para os setores de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica.

Os segmentos mencionados acima refletem à gestão da Companhia e a sua estrutura organizacional e de acompanhamento de resultados. Em decorrência do marco regulatório do setor elétrico brasileiro, não existe segmentação por área geográfica.

A Companhia também atua nos mercados de gás, telecomunicações e outros negócios de menor impacto no resultado de suas operações.

Os custos e despesas operacionais referentes ao exercício de 2012 e 2011 estão apresentados de forma consolidada nas tabelas a seguir:

DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO SEGREGADO POR ATIVIDADE 31/12/2012								
DESCRIÇÃO	ENERGIA ELÉTRICA			GÁS	TELECOMUNICAÇÕES	OUTRAS	ELIMINAÇÕES	TOTAL
	GERAÇÃO	TRANSMISSÃO	DISTRIBUIÇÃO					
ATIVO	**12.913**	**9.929**	**14.156**	**937**	**422**	**2.739**	**(323)**	**40.773**
INVESTIMENTO	**804**	**(178)**	**1.446**	**155**	**32**	**1**	**-**	**2.260**
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	**4.556**	**1.680**	**11.722**	**625**	**136**	**294**	**(553)**	**18.460**
CUSTO DO SERVIÇO DE ENERGIA ELÉTRICA								
CUSTO COM ENERGIA ELÉTRICA E GÁS								
Energia Elétrica Comprada para Revenda	(767)	-	(5.275)	-	-	(181)	272	(5.951)
Encargos de Uso da Rede Básica de Transmissão	(287)	-	(973)	-	-	-	249	(1.011)
Gás Comprado para Revenda	-	-	-	(495)	-	-	-	(495)
Total Custos Operacionais com Energia Elétrica e Gás	**(1.054)**	**-**	**(6.248)**	**(495)**	**-**	**(181)**	**521**	**(7.457)**
CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS								
Pessoal e Administradores	(194)	(143)	(911)	(21)	(39)	(53)	-	(1.361)
Participação dos Empregados e Administradores no Resultado	(40)	(24)	(164)	-	(2)	(14)	-	(244)
Obrigação Pós-Emprego	(20)	(10)	(94)	-	-	(10)	-	(134)
Materiais	(10)	(10)	(58)	(1)	-	(3)	-	(83)
Serviços de Terceiros	(170)	(97)	(807)	(8)	(22)	(51)	28	(1.127)
Depreciação e Amortização	(389)	(5)	(494)	(20)	(36)	(57)	-	(1.001)
Provisões Operacionais	1	4	(386)	-	-	(401)	-	(782)
Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos	(186)	-	-	-	-	-	-	(186)
Custo de Construção	-	(159)	(1.446)	(25)	-	-	-	(1.630)
Outras	(114)	(40)	(371)	(3)	(19)	(91)	5	(634)
Total Custo de Operação	**(1.122)**	**(484)**	**(4.731)**	**(78)**	**(118)**	**(680)**	**33**	**(7.182)**
CUSTO TOTAL	**(2.176)**	**(484)**	**(10.979)**	**(573)**	**(118)**	**(861)**	**553**	**(14.638)**
Resultado Operac. Antes do Res. De Equiv. Patrim. E Financeiro	**2.380**	**1.196**	**743**	**52**	**18**	**(567)**	**-**	**3.822**
Ganho na diluição de participação em controladas em conjunto	-	259	5	-	-	-	-	264
Resultado de Equivalência Patrimonial	(3)	-	-	-	-	-	-	(3)
Receita Financeira	131	156	327	32	11	2.553	-	3.210
Despesa Financeiro	(429)	(564)	(727)	(13)	(13)	(212)	-	(1.958)
RESULTADO ANTES DOS IMPOSTOS	**2.079**	**1.047**	**348**	**71**	**16**	**1.774**	**-**	**5.335**
Imposto de Renda e Contribuição Social	(612)	(107)	(429)	(14)	(4)	(338)	-	(1.504)
Imposto de Renda e Contribuição Social Diferidos	56	(124)	374	-	(2)	137	-	441
RESULTADO DO EXERCÍCIO	**1.523**	**816**	**293**	**57**	**10**	**1.573**	**-**	**4.272**

DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO SEGREGADO POR ATIVIDADE EM 31 DE DEZEMBRO DE 2011 RECLASSIFICADO								
DESCRIÇÃO	ENERGIA ELÉTRICA			GÁS	TELECOMUNICAÇÕES	OUTRAS	ELIMINAÇÕES	TOTAL
	GERAÇÃO	TRANSMISSÃO	DISTRIBUIÇÃO					
ATIVO	**12.104**	**8.711**	**13.128**	**854**	**420**	**14.702**	**(12.910)**	**37.009**
INVESTIMENTO	**972**	**1.030**	**1.857**	**84**	**36**	**-**	**-**	**3.979**
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	**3.783**	**1.290**	**10.548**	**458**	**125**	**50**	**(505)**	**15.749**
CUSTO DO SERVIÇO DE ENERGIA ELÉTRICA								
CUSTO COM ENERGIA ELÉTRICA E GÁS								
Energia Elétrica Comprada para Revenda	(587)	-	(3.921)	-	-	-	230	(4.278)
Encargos de Uso da Rede Básica de Transmissão	(268)	-	(812)	-	-	-	250	(830)
Gás Comprado para Revenda	-	-	-	(329)	-	-	-	(329)
Total Custos Operacionais com Energia Elétrica e Gás	**(855)**	**-**	**(4.733)**	**(329)**	**-**	**-**	**480**	**(5.437)**
CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS								
Pessoal e Administradores	(176)	(137)	(839)	(19)	(28)	(50)	-	(1.249)
Participação dos Empregados e Administradores no Resultado	(35)	(20)	(148)	-	(2)	(16)	-	(221)
Obrigação Pós-Emprego	(19)	(9)	(87)	-	(1)	(8)	-	(124)
Materiais	(11)	(12)	(72)	(1)	-	(2)	-	(98)
Serviços de Terceiros	(131)	(72)	(802)	(7)	(21)	(18)	20	(1.031)
Depreciação e Amortização	(409)	(6)	(505)	(22)	(35)	(6)	-	(983)
Provisões Operacionais	(6)	(3)	(249)	-	(1)	2	-	(257)
Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos	(154)	-	-	-	-	-	-	(154)
Custo de Construção	-	(117)	(1.412)	-	-	-	-	(1.529)
Outras	(60)	(36)	(236)	(5)	(16)	(14)	5	(362)
Total Custo de Operação	**(1.001)**	**(412)**	**(4.350)**	**(54)**	**(104)**	**(112)**	**25**	**(6.008)**
CUSTO TOTAL	**(1.856)**	**(412)**	**(9.083)**	**(383)**	**(104)**	**(112)**	**505**	**(11.445)**
Resultado Operac. Antes do Res. De Equiv. Patrim. E Financeiro	**1.927**	**878**	**1.465**	**75**	**21**	**(62)**	**-**	**4.304**
Resultado de Equivalência Patrimonial	(1)	-	-	-	-	-	-	**(1)**
Receita Financeira	178	130	362	26	11	288	-	**995**
Despesa Financeira	(462)	(500)	(713)	(12)	(13)	(265)	-	**(1.965)**
RESULTADO ANTES DOS IMPOSTOS	**1.642**	**508**	**1.114**	**89**	**19**	**(39)**	**-**	**3.333**
Imposto de Renda e Contribuição Social	(460)	(83)	(383)	(20)	(6)	(159)	-	(1.111)
Imposto de Renda e Contribuição Social Diferidos	57	(62)	69	-	5	124	-	193
RESULTADO DO EXERCÍCIO	**1,239**	**363**	**800**	**69**	**18**	**(74)**	**-**	**2,415**

DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO SEGREGADO POR ATIVIDADE EM 31 DE DEZEMBRO DE 2010 RECLASSIFICADO								
DESCRIÇÃO	ENERGIA ELÉTRICA			ENERGIA ELÉTRICA	TELECOMUNICAÇÕES	OUTRAS	ELIMINAÇÕES	TOTAL
	GERAÇÃO	TRANSMISSÃO	DISTRIBUIÇÃO					
ATIVO	**11.549**	**7.906**	**11.115**	**842**	**390**	**13.641**	**(11.969)**	**33.474**
INVESTIMENTO	**359**	**1.581**	**2.051**	**52**	**78**	**1**	**-**	**4.122**
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	**3.311**	**1.072**	**9.184**	**502**	**105**	**131**	**(515)**	**13.790**
CUSTO DO SERVIÇO DE ENERGIA ELÉTRICA								
CUSTO COM ENERGIA ELÉTRICA E GÁS								
Energia Elétrica Comprada para Revenda	(382)	-	(3.570)	-	-	-	230	(3.722)
Encargos de Uso da Rede Básica de Transmissão	(271)	-	(712)	-	-	-	254	(729)
Gás Comprado para Revenda	-	-	-	(225)	-	-	-	(225)
Total Custos Operacionais com Energia Elétrica e Gás	**(653)**	**-**	**(4.282)**	**(225)**	**-**	**-**	**484**	**(4.676)**
CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS								
Pessoal e Administradores	(184)	(132)	(822)	(18)	(11)	(45)	-	(1.212)
Participação dos Empregados e Administradores no Resultado	(49)	(26)	(236)	-	(1)	(13)	-	(325)
Obrigação Pós-Emprego	(24)	-	(73)	-	-	(10)	-	(107)
Materiais	(14)	(12)	(106)	(1)	(1)	-	-	(134)
Serviços de Terceiros	(132)	(56)	(724)	(5)	(16)	(17)	27	(923)
Depreciação e Amortização	(402)	6	(489)	(8)	(33)	(1)	-	(927)
Provisões Operacionais	4	(3)	(252)	-	1	112	-	(138)
Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos	(140)	-	-	-	-	-	-	(140)
Custo de Construção	2	(212)	(932)	(186)	-	-	-	(1.328)
Outras	(58)	(35)	(206)	1	(12)	(15)	4	(321)
Total Custo de Operação	**(997)**	**(470)**	**(3.840)**	**(217)**	**(73)**	**11**	**31**	**(5.555)**
CUSTO TOTAL	**(1.650)**	**(470)**	**(8.122)**	**(442)**	**(73)**	**11**	**515**	**(10.231)**
Resultado Operac. Antes do Res. De Equiv. Patrim. E Financeiro	**1.661**	**602**	**1.062**	**60**	**32**	**142**	**-**	**3.559**
Resultado de Equivalência Patrimonial	201	117	332	25	7	69	90	841
Despesa Financeira Líquida	(454)	(364)	(606)	(9)	(5)	(66)	(90)	(1.594)
RESULTADO ANTES DOS IMPOSTOS	**1.408**	**355**	**788**	**76**	**34**	**145**	**-**	**2.806**
Imposto de Renda e Contribuição Social	(436)	(80)	(209)	(16)	(5)	(126)	-	(872)
Imposto de Renda e Contribuição Social Diferidos	63	14	(6)	-	(1)	254	-	324
RESULTADO DO EXERCÍCIO	**1.035**	**289**	**573**	**60**	**28**	**273**	**-**	**2.258**

6. CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA

	2012	2011	2010
Contas Bancárias	157	157	95
Aplicações Financeiras			
Certificados de Depósitos Bancários	2.250	2.346	2.516
Notas do Tesouro Nacional	-	26	-
Letras Financeiras - Bancos	-	177	-
Outros	79	156	369
	2.329	2.705	2.885
	2.486	**2.862**	**2.980**

As Aplicações Financeiras correspondem às operações contratadas em instituições financeiras nacionais e internacionais, com filiais no Brasil, a preços e condições de Mercado. Todas as operações são de alta liquidez, prontamente conversíveis em um montante conhecido de caixa, e estão sujeitas a um insignificante risco de mudança de valor e não possuem restrição de uso. Os Certificados de Depósito Bancário - CDB pré ou pós-fixados e Depósitos a Prazo com Garantia Especial - DPGE são remunerados a um percentual do Certificado de Depósito Interbancário - CDI, divulgado pela Câmara de Custódia e Liquidação - CETIP, que variam entre 97% a 105%, conforme operação.

A exposição da Companhia a risco de taxa de juros e uma análise de sensibilidade de ativos passivos financeiros são divulgados na Nota Explicativa nº28 das Demonstrações Contábeis Consolidadas.

7. TÍTULOS E VALORES MOBILIÁRIOS

Os Títulos e Valores Mobiliários referem-se às aplicações financeiras de operações contratadas em instituições financeiras nacionais e internacionais com filiais no Brasil a preços e condições de mercado.

	2012	2011	01/01/2011
Aplicações Financeiras			
Circulante			
Certificados de Depósitos Bancários	991	359	322
Letras Financeiras do Tesouro	21	-	-
Letras Financeiras - Bancos	361	-	-
Letras do Tesouro Nacional	80	-	-
Debentures	67	-	-
Outros	38	-	-
	1.558	**359**	**322**
Não Circulante			
Certificados de Depósitos Bancários	26	-	-
Letras Financeiras - Bancos	79	-	-
Debentures	2	-	-
Outros	55	-	-
	162	-	-
	1.720	**359**	**322**

A classificação destes títulos e valores mobiliários de acordo com as categorias previstas na norma contábil está apresentada na nota explicativa nº 28.

8. CONSUMIDORES E REVENDEDORES

Classe de Consumidor	Saldos a Vencer	Vencidos até 90 dias	Vencidos há mais de 90 dias	Total		
	2012			2012	2011	01/01/2011
Residencial	615	248	282	1.145	1.189	1.023
Industrial	506	92	164	762	787	711
Comércio, Serviços e Outras	373	70	192	635	563	466
Rural	71	24	29	124	115	102
Poder Público	117	17	61	195	156	139
Iluminação Pública	44	5	22	71	95	84
Serviço Público	60	12	48	120	184	194
Subtotal – Consumidores	1.786	468	798	3.052	3.089	2.719
Suprimento a Outras Concessionárias	213	44	6	263	241	195
Suprimento Energia de Curto Prazo	62	-	8	70	-	-
Provisão para Créditos de Liquidação Duvidosa	-	-	(723)	(723)	(621)	(555)
Total de Consumidores e Revendedores	**2.061**	**512**	**89**	**2.662**	**2.709**	**2.359**
Ativo Circulante				2.347	2.550	2.263
Ativo Não Circulante				315	159	96

A composição da Provisão para Créditos de Liquidação Duvidosa, por classe de consumidor, é como segue:

	2012	2011	01/01/2011
Residencial	252	317	249
Industrial	254	106	98
Comércio, Serviços e Outras	159	152	116
Rural	16	16	17
Poder Público	22	6	26
Iluminação Pública	11	12	19
Serviço Público	9	12	30
	723	**621**	**555**

A Provisão para Créditos de Liquidação Duvidosa constituída é considerada suficiente para cobrir eventuais perdas na realização desses ativos.

A movimentação da Provisão para Créditos de Liquidação Duvidosa no exercício de 2012 e 2011 é como segue:

Saldo em 1 de janeiro de 2011	555
Constituição de Provisão	164
Baixa de Contas a Receber	(98)
Saldo em 31 de dezembro de 2011	**621**
Constituição de Provisão	315
Baixa de Contas a Receber	(213)
Saldo em 31 de dezembro de 2012	**723**

A exposição da Companhia a risco de crédito relacionado a Consumidores e Revendedores está divulgada na Nota Explicativa nº 28 das Demonstrações Contábeis consolidadas.

9. TRIBUTOS COMPENSÁVEIS

	2012	2011	01/01/2011
Circulante			
ICMS a Recuperar	187	153	223
PIS-PASEP	17	33	27
COFINS	139	157	117
Outros	17	11	7
	360	354	374
Não Circulante			
ICMS a Recuperar	275	243	85
PIS-PASEP	30	15	55
COFINS	140	70	-
	445	328	140
	805	**682**	**514**

Os créditos PASEP/COFINS são decorrentes principalmente de aquisições de Ativo Imobilizado, que podem ser compensados em 48 meses.

Os créditos de ICMS a Recuperar, registrados no Ativo Não Circulante, são decorrentes de aquisições de Ativo Imobilizado e podem ser compensados em 48 meses. A transferência para o Não Circulante foi feita de acordo com estimativas da Administração dos valores que deverão ser realizados até dezembro de 2012.

10. IMPOSTO DE RENDA E CONTRIBUIÇÃO SOCIAL

a) Imposto de Renda e Contribuição Social a Recuperar

Os saldos de Imposto de Renda e Contribuição Social referem-se a créditos da Declaração do Imposto de Renda da Pessoa Jurídica - DIPJ de anos anteriores e às antecipações em 2012 que serão compensadas com tributos federais a pagar, apurado para o ano de 2013, registrados na rubrica de Impostos e Contribuições.

	2012	2011	01/01/2011
Circulante			
Imposto de Renda	194	171	353
Contribuição Social	69	50	137
	263	221	490
Não Circulante			
Imposto de Renda	32	21	66
Contribuição Social	2	2	17
	34	23	83
	297	**244**	**573**

b) Imposto de Renda e Contribuição Social Diferidos

A Cemig, suas controladas e controladas em conjunto possuem créditos tributários de Imposto de Renda, constituídos à alíquota de 25,00% e Contribuição Social, constituídos à alíquota de 9,00%, conforme segue:

	2012	2011	01/01/2011
Créditos Tributários			
Prejuízo Fiscal/Base Negativa	366	409	569
Provisões	146	142	128
Obrigações Pós-Emprego	391	369	350
Provisão para Créditos de Liquidação Duvidosa	249	212	192
Ágio na incorporação de controlada	104	329	84
Tributos com exigibilidade suspensa (1)	179	181	143
Concessão Onerosa	66	62	58
Ativo Regulatório não reconhecido pelo IFRS	230	-	-
Outros	50	145	119
Total	**1.781**	**1.849**	**1.643**
Obrigações Diferidas			
Custo de Captação	(6)	(4)	(3)
Variação cambial	(21)	(18)	(17)
Custo atribuído	(385)	(521)	(566)
Ajuste a valor presente	(84)	(81)	(80)
Ajustes aplicação ICPC01 – Contratos de Concessão	(236)	(315)	(178)
Encargos Capitalizados	(27)	(21)	(5)
Passivo Regulatório não reconhecido pelo IFRS	-	(82)	(49)
Tributos sobre rendas não resgatadas – Lucro Presumido	(7)	(4)	(4)
Ganho Indenização Transmissoras	(81)	-	-
Ágio	(430)	(451)	(501)
Outros	-	(1)	(6)
Total	**(1.277)**	**(1.498)**	**(1.409)**
Total Líquido	**504**	**351**	**234**
Total do Ativo	**1.452**	**1.236**	**1.218**
Total do Passivo	**(948)**	**(885)**	**(984)**

(1) Referente ao imposto de renda sobre PASEP/COFINS.

O Conselho de Administração, em reunião realizada no dia 26 de março de 2013, aprovou estudo técnico, elaborado pela Diretoria de Finanças e Relações com Investidores da Cemig, referente à projeção de lucratividade futura da Companhia, que evidencia a capacidade de realização do Ativo Fiscal Diferido, conforme definido na Instrução CVM nº 371.

As diferenças temporárias dedutíveis e os prejuízos fiscais acumulados não prescrevem de acordo com a legislação tributária vigente. Ativos fiscais diferidos foram reconhecidos com relação a estes itens, pois é provável, que os lucros tributáveis futuros estejam disponíveis para que a Companhia possa utilizar os benefícios destes.

Conforme as estimativas individuais da Companhia, suas controladas e suas controladas em conjunto, os lucros tributáveis futuros permitem a realização do Ativo Fiscal Diferido, existente em 31 de dezembro de 2012, conforme abaixo:

	Realização do Ativo Fiscal Diferido
2013	395
2014	358
2015	184
2016	198
2017 a 2018	277
2019 a 2020	210
2021 e 2022	159
	1.781

c) Conciliação da Despesa com Imposto de Renda e Contribuição Social

A conciliação da despesa nominal de Imposto de Renda (alíquota de 25%) e da Contribuição Social (alíquota de 9%) com a despesa efetiva, apresentada na Demonstração de Resultado, é como segue:

	2012	2011	2010
Resultado antes dos Impostos	5.335	3.333	2.822
Imposto de Renda e Contribuição Social – Despesa Nominal	(1.814)	(1.133)	(959)
Efeitos Fiscais Incidentes sobre:			
Resultado de Equivalência Patrimonial e JCP recebido	(1)	-	-
Contribuições e Doações Indedutíveis	(9)	(8)	(9)
Incentivo Fiscal	33	28	22
Créditos Fiscais não Reconhecidos	34	(2)	2
Ganho na Emissão de Ações	90	-	-
Amortização de Ágio	-	-	(10)
Ajuste no Imposto de Renda e Contribuição Social de Exercício Anterior	12	(3)	4
Reconhecimento de créditos sobre Prejuízo Fiscal/Base Negativa	-	120	289
Juros sobre capital próprio	578	-	-
Baixa ICMS TUSD Termo Compromisso CEMIG e Estado	(3)	-	-
Diferença entre Lucro Presumido e Lucro Real	32	32	-
Outros	(15)	48	97
Imposto de Renda e Contribuição Social – Receita (Despesa) Efetiva	**(1.063)**	**(918)**	**(564)**
Alíquota Efetiva	**19,93%**	**27,53%**	**19,99%**
Imposto Corrente	**(1.504)**	**(1.111)**	**(872)**
Imposto Diferido	**441**	**193**	**308**

Incentivo fiscal IRPJ da Transmissora Aliança de Energia Elétrica S.A. – Taesa

O Ministério de Integração Nacional por meio da Agência de Desenvolvimento do Nordeste - ADENE e da Agência para o Desenvolvimento da Amazônia - ADA, emitiu Laudo Constitutivo nº 169/2004 e Laudo Constitutivo nº 0260/2003, que outorga à parte das controladas da Taesa o benefício fiscal relativo à redução de 75% do Imposto de Renda devido pela atividade desenvolvida na região incentivada. Tal benefício é calculado mensalmente sobre uma quota do lucro de exploração da linha Nordeste-Sudeste de 84,48%, sendo este o percentual da linha que se encontra no Estado da Bahia, fazendo parte da área incentivada pela SUDENE.

11. DEPÓSITOS VINCULADOS A LITÍGIOS

Os Depósitos Vinculados a Litígios referem-se, principalmente, a contingências trabalhistas e a obrigações fiscais.

Os principais Depósitos Vinculados a Litígio, relativos às obrigações fiscais, referem-se ao Imposto de Renda na Fonte sobre Juros sobre capital próprio e ao ICMS – referente à exclusão da base de cálculo do PIS e COFINS.

	2012	2011	01/01/2011
Trabalhista	264	207	212
Obrigações Fiscais			
Imposto de Renda sob JCP	15	14	15
ITCD	121	116	49
PASEP/COFINS (a)	725	720	554
Outros	107	59	14
	968	**909**	**632**
Outros			
Regulatório	33	45	52
Responsabilidade Civil	7	6	6
Cível	1	14	8
Recon	2	13	2
Bloqueio Judicial	110	92	55
Outros (b)	35	102	60
	188	**272**	**183**
	1.420	**1.388**	**1.027**

(a) Os saldos de depósitos judiciais, relativos à PASEP/COFINS, possuem provisão correspondente na rubrica de Impostos, Taxas e Contribuições. Vide detalhes na nota explicativa nº 18.

(b) Refere-se principalmente a valores bloqueados pela justiça, relativo a processos diversos.

12. CONTAS A RECEBER DO GOVERNO DO ESTADO DE MINAS GERAIS E FUNDO DE INVESTIMENTOS EM DIREITOS CREDITÓRIOS

a) Contrato CRC

O saldo credor, remanescente da Conta de Resultado a Compensar – CRC foi repassado ao Governo do Estado de Minas Gerais, em 1995, por meio de um Termo de Contrato de Cessão da CRC (“Contrato da CRC”), de acordo com a Lei nº 8.724/93, para amortização mensal em dezessete anos, a partir de 1º de junho de 1998, com juros anuais de 6% e atualização monetária pela UFIR.

Em 24 de janeiro de 2011, foi assinado o Primeiro Aditivo que substituiu o índice de atualização monetária do Contrato, de UFIR para o IGP-DI, retroativo a novembro de 2000, em função da extinção da UFIR em outubro de 2000.

Em outubro de 2002, foram assinados o Segundo e Terceiro Aditivos ao Contrato da CRC, estabelecendo novas condições para a amortização dos créditos pelo Governo do Estado de Minas Gerais.

Em decorrência da inadimplência no recebimento dos créditos constantes do Segundo e Terceiro Aditivos, foi assinado o Quarto Aditivo com o objetivo de viabilizar o recebimento integral da CRC por meio da retenção dos dividendos devidos ao Governo do Estado. Este Acordo foi aprovado pela Assembleia Extraordinária de Acionistas, finalizada em 12 de janeiro de 2006.

De acordo com o Quarto aditivo, o Governo do Estado amortizaria o débito em 61 parcelas semestrais e consecutivas, com vencimento até 30 de junho e 31 de dezembro de cada ano, no período de junho de 2005 a junho de 2035.

b) Aporte dos créditos da CRC em Fundo de Investimentos em Direitos Creditórios (“FIDC”)

Em 27 de janeiro de 2006, a Cemig aportou os créditos da CRC em um FIDC. O valor do FIDC foi estabelecido pelo administrador, com base em projeções financeiras de longo prazo da Cemig, estimando-se os dividendos que seriam retidos para amortização do saldo devedor do Contrato da CRC. Com base nessas projeções, o FIDC foi avaliado, naquela data, pelo valor total de R$1.659, sendo R$900 de quotas seniores e R$759 de quotas subordinadas.

As quotas seniores foram subscritas e adquiridas por Instituições Financeiras e com amortização em 20 parcelas semestrais, desde junho de 2006, com atualização pela variação do CDI acrescidos de 1,7% de juros ao ano, garantidas pela Cemig.

As quotas subordinadas foram subscritas pela Cemig e corresponderam à diferença entre o valor total do FIDC e o valor das quotas seniores.

A atualização das quotas subordinadas correspondeu à diferença entre a valorização do FIDC, a uma taxa de 10,00% ao ano, e a valorização das quotas seniores pela variação do CDI acrescido de juros de 1,70% ao ano.

De forma a viabilizar a quitação antecipada do Contrato da CRC, conforme descrito em mais detalhes no item “c”, a Companhia em 05 de dezembro de 2012 recomprou as quotas seniores e promoveu em 17 de dezembro de 2012 a liquidação do FIDC, mediante dação em pagamento dos recebíveis ao preço registrado no FIDC de R$1.785 (R$695 cotas seniores e R$1.090 cotas subordinadas), conforme autorizado pelo Conselho de Administração.

c) Negociação para quitação antecipada da CRC

Em 20 de novembro de 2012, o Governo do Estado de Minas Gerais e a Companhia celebraram um Termo de Compromisso, que teve por finalidade viabilizar a antecipação do pagamento integral das obrigações decorrentes do Contrato CRC. Ao valor atualizado do saldo devedor foi aplicado um desconto de aproximadamente 35% para depósito à vista pelo Estado de Minas Gerais na conta da Companhia.

No termo de Compromisso, o Estado de Minas Gerais reconhece e declara o débito de sua responsabilidade em função do Contrato CRC, no valor de face de R$6.282, data base de 31 de outubro de 2012, e que após a aplicação de 35%, totalizou o montante de R$4.084. Este montante foi corrigido e acrescido dos juros previstos no Contrato CRC até a data do efetivo pagamento, considerando o prazo limite de até 30 dias úteis a partir do ingresso dos recursos, de cada operação de crédito do Estado de Minas Gerais que viabilizou a operação. Em 31 de dezembro de 2012, o valor de R$4.084 acrescido de juros e correção monetária perfazia um total de R$4.168, que deduzido o valor do contas a receber registrado na Companhia após a recompra das quotas do FIDC no valor de R$1.785, gerou um ganho financeiro de R$2.383, registrado no resultado do exercício de 2012.

Dentro do processo de negociação da liquidação antecipada da CRC e das condições necessárias exigidas para a aprovação da operação pelo Governo Federal, a Companhia acordou um Termo de Conciliação para por fim à demanda judicial existente entre a Cemig e a União relacionada à extinta Conta CRC. Nesse contexto, o Estado reteve parte dos valores que deveriam ser repassados à Companhia e repassou à União o montante de R$403 referente ao Termo mencionado, conforme mais detalhes na Nota Explicativa nº 23 – Provisões.

A movimentação dos valores da CRC foram como segue:

Saldo do contas a receber da CRC após a recompra das quotas do FIDC	1.785
Atualização monetária do contrato em conformidade as condições pactuadas com o Estado	2.383
Valores líquidos quitados pelo Estado	(1.746)
Saldo em 31 de dezembro de 2012	**2.422**

O saldo remanescente em 31 de dezembro de 2012 foi quitado pelo Governo do Estado em 27 e 28 de fevereiro de 2013.

13. ATIVOS FINANCEIROS DA CONCESSÃO

Conforme mencionado na Nota Explicativa nº 2, item 2.6 (f), os contratos de concessão de distribuição, transmissão e gás da Companhia estão dentro dos critérios de aplicação da Interpretação Técnica ICPC 01 (IFRIC 12), que trata de contabilidade de concessões, e referem-se à infraestrutura investida que será objeto de indenização do Poder Concedente ao final das concessões, conforme previsto no marco regulatório do setor elétrico e no contrato de concessão assinado entre a Cemig e a ANEEL.

Conforme descrito em mais detalhes na nota explicativa nº 4, a Companhia aceitou a renovação da concessão de transmissão da controlada sendo os ativos revertidos ao Poder Concedente e estabelecida indenização para os ativos.

Os saldos dos ativos financeiros são como segue:

	2012	2011	01/01/2011
Concessões de Distribuição	5.269	3.331	2.509
Concessões de Gás	355	305	287
Concessões de Transmissão novas	6.405	5.812	4.756
Concessões de Transmissão antigas	178	758	745
	12.207	**10.206**	**8.297**
Ativo Circulante	1.041	1.120	625
Ativo não Circulante	11.166	9.086	7.672

Para as concessões de transmissão novas, a taxa considerada para a remuneração do ativo financeiro varia entre 7,8% e 14,48%, em conformidade às características especificadas de cada concessão e suas datas de investimento.

A movimentação dos ativos financeiros é como segue:

Saldo em 31 de dezembro de 2011	**10.206**
Adição	160
Aquisição de Controladas	556
Atualização Financeira	896
Diluição de Participação na TAESA	(839)
Recebimentos	(812)
Transferências	1.848
Ganho Líquido na Indenização dos Ativos	192
Saldo em 31 de dezembro de 2012	**12.207**

Em 11 de setembro de 2012 foi editada a Medida Provisória 579, que trata das renovações das concessões. Mas detalhes vide nota explicativa nº 4.

A Companhia entende que os ativos financeiros de gás serão indenizados pelo poder concedente, ou seja, o Governo do Estado de Minas Gerais, ao final da concessão, indenizará o valor dos investimentos realizados nos últimos cinco anos da concessão. Para os saldos dos ativos financeiros determinados pelos demais bens vinculados à concessão, a Companhia entende, suportada por Nota Jurídica emitida pela Advocacia-Geral do Estado de Minas Gerais, que serão sujeitos a indenização, no advento do término da concessão, por uma das opções seguintes: (i) pelo novo concessionário, em caso de não renovação da concessão; (ii) pela prorrogação do contrato de concessão, a fim de que se promova o reequilíbrio contratual em prazo razoável e necessário para que se opere a amortização dos ativos que lastream os referidos ativos financeiros; e (iii) por meio de aditamento contratual que retifique a cláusula de indenização para garantir a indenização dos bens não amortizados ao final da concessão. Essas opções ainda estão em processo de definição pelo poder concedente.

14. INVESTIMENTOS

O quadro abaixo apresenta investimentos em controladas avaliadas pelo método de custo.

	2012	2011	01/01/2011
Gasmig (investimento em curso)	-	67	-
Norte Energia	226	110	-
	226	**177**	**-**

a) Aquisição complementar de participação na Gasmig

O Conselho de Administração autorizou, em 27 de dezembro de 2011, a aquisição de ações preferenciais nominativas, representativas de 4,38% do capital total da Gasmig, pertencentes ao Governo do Estado de Minas Gerais, correspondente a um preço por ação de aproximadamente R$3,75, ajustado ao valor de um Laudo de Avaliação Independente, elaborado por instituição especializada, escolhida e contratada pela Cemig.

Após a elaboração do laudo, foi constado que a participação adquirida vale R$65, representando um pagamento efetuado a maior de R$2, a ser restituído pelo Governo do Estado de Minas Gerais, registrado em "outros créditos". A operação foi concretizada em 09 de julho de 2012, sendo que a partir desta data a Companhia passou a deter a participação de 59,57% da Gasmig.

Os valores justos reconhecidos na aquisição são como segue:

Ativo	
Caixa e Equivalentes de Caixa	2
Consumidores e Revendedores	12
Outros Créditos	9
Ativo Financeiro da Concessão	25
Intangível	48
Passivo	
Empréstimos e Financiamentos	(9)
Outras Obrigações	(22)
Ativos líquidos adquiridos	**65**
Caixa despendido	**65**

b) Operação de Reestruturação Societária com a Taesa

<u>Contrato de Investimento em Ativos de Transmissão</u>

Em 17 de maio de 2012, a Cemig Geração e Transmissão celebrou um Contrato de Investimento em Ativos de Transmissão com a sua controlada em conjunto Taesa, por meio do qual foi transferida para aquela Companhia, a totalidade das participações acionárias detidas pela Cemig Geração e Transmissão na EBTE (49%). Com a transferência a Taesa passou a deter

74,49% da EBTE (considerando participação de 49% cedida pela Cemig Geração e Transmissão e participação indireta por meio da EATE de 51%, observado que a Taesa possui 49,98% das ações da EATE após a transferência da mesma pela Companhia Energética de Minas Gerais, conforme descrito abaixo.

Neste mesmo acordo, a Cemig transferiu para a Taesa, a totalidade das ações das empresas de transmissão de energia elétrica do Grupo TBE: ETEP (49,98%); ENTE (49,99%); ERTE (49,99%); EATE (49,98%) e ECTE (19,09%).

A conclusão da referida operação de reestruturação societária, bem como a efetiva transferência dos ativos acima indicados foi aprovada em 9 de abril de 2013. Maiores informação na nota 34.

Conforme previsto no Contrato de Investimento em Ativos de Transmissão, a Taesa não poderá alienar, ceder ou transferir sua participação nas sociedades do Grupo TBE pelo período de 120 meses a contar da data da efetiva transferência das referidas participações societárias, salvo se previamente autorizada pela Cemig. Durante o período acima mencionado, a Taesa poderá realizar a alienação, cessão ou transferência, total ou parcial, de qualquer participação acionária que detenha nas sociedades do Grupo TBE (formado pelas empresas EATE, ETEP, ENTE, EBTE E ERTE), desde que transfira à Cemig a diferença positiva obtida na referida alienação, cessão ou transferência, comparando-se o valor da alienação, cessão ou transferência ao valor da transferência das sociedades do Grupo TBE para a Taesa, devidamente atualizado pela variação da taxa SELIC divulgada pelo Banco Central do Brasil até o dia da efetivação da alienação, cessão ou transferência.

Instrumento particular de assunção de obrigações – alteração acordos de acionistas

Em 29 de junho de 2012, a controlada em conjunto indireta Taesa, juntamente com a Alupar Investimento S.A. (controladora em conjunto com a Cemig e com a Cemig Geração e Transmissão das empresas do Grupo TBE), assinou instrumento particular de assunção de obrigações (“Instrumento”). O Instrumento determina que em 02 de janeiro de 2013 (ou na data da transferência das participações nas empresas do Grupo TBE para a Taesa, o que ocorrer por último), entrem em vigor as versões aditadas dos Acordos de Acionistas das empresas do Grupo TBE e que as alterações dos respectivos estatutos sejam votadas pela Alupar Investimento S.A. e pela Taesa.

Com base no exposto, a Taesa entende que deixará de deter o controle compartilhado das empresas do Grupo TBE quando os referidos acordos de acionistas aditados entrarem em vigor, passando deter influência significativa nestas empresas.

c) Aquisição das empresa TBE - aprovações até o momento

Em 25 de julho de 2012, foi protocolado junto à ANEEL o pedido de anuência prévia para a transferência de percentual acionário das concessões, objeto de reestruturação societária. Em 04 de outubro de 2012, a Companhia atualizou a documentação encaminhada à ANEEL, de forma a prosseguir com o processo em evidência. Atualmente o processo encontra-se em análise da Superintendência de Fiscalização Econômica e Financeira – SFF/ANEEL.

d) Aquisição de 50% remanescentes das ações da Unisa pela Taesa

Em 30 de novembro de 2011, a Taesa adquiriu da Abengoa, pelo montante de R$800, 50% das ações do capital votante da UNISA (anteriormente Abengoa Participações S.A.), empresa cujo objeto social é a participação no capital social de sociedades prestadoras de serviço público e privado de transmissão de energia elétrica, que, naquela data, detinha 100% das ações das empresas de transmissão STE, ATE, ATE II e ATE III.

Em 16 de março de 2012, a TAESA celebrou com a Abengoa um contrato para aquisição dos 50% remanescentes do capital da Unisa. A conclusão da operação e a efetiva aquisição das ações estavam, à época, sujeitas à ocorrência de determinadas condições suspensivas. Em 03 de julho de 2012, a Companhia concluiu a aquisição dos 50% remanescentes das ações detidas pela Abengoa no capital social da UNISA. Essa operação foi aprovada pelo CADE em 04 de julho de 2012.

Com base no exposto acima, a UNISA entre 30 de novembro de 2011 e 04 de julho de 2012 era controlada em conjunto pela TAESA e pela Abengoa e, a partir de 03 de julho de 2012 (data da aquisição), passou a ser uma subsidiária integral da TAESA. O valor total da contraprestação transferida pela aquisição da referida participação foi de R$876, que é composto pelo valor pago em caixa de R$902, líquido da constituição dos dividendos a receber no valor de R$28 e de contas a pagar no valor de R$2, na data de conclusão da operação, conforme os termos do contrato firmado entre as partes.

Os ativos adquiridos e passivos reconhecidos na data da aquisição do controle da UNISA pela TAESA (3 de julho de 2012) foram reconhecidos através do método de aquisição aplicáveis no caso de combinação de negócios em estágios e estão demonstrados a seguir.

Em 03 de julho de 2012	Valores justos reconhecidos na aquisição da UNISA	Participação Equivalente GT
Ativos		
Caixa e equivalentes de caixa	435	188
Clientes	52	22
Ativo financeiro	2.448	1.062
Outros ativos	177	77
Passivos		
Contas a pagar a fornecedores e outras	(95)	(41)
Empréstimos e financiamentos	(1.008)	(437)
Impostos diferidos passivos	(257)	(111)
Total dos ativos identificáveis, líquidos	**1.752**	**760**
Participação (%)	100%	43.36%
Efeito da participação	1.752	760
Investimento detido anteriormente	(831)	(360)
Ganho na remensuração na aquisição do controle da UNISA (a)	(45)	(20)
Contraprestação transferida pela aquisição de 50% da UNISA em 03/07/2012	**876**	**380**
Valor efetivamente pago em caixa	902	391
Constituição de dividendos a receber	(28)	(12)
Constituição de contas a pagar	2	1
Contraprestação transferida pela aquisição de 50% da UNISA em 03/07/2012	**876**	**380**

(a) Conforme requerido pelo CPC 15(R1) e IFRS 3(R), em uma combinação de negócios realizada em estágios, o adquirente deve remensurar sua participação detida anteriormente pelo valor justo na data da obtenção do controle (data da aquisição) e deve reconhecer no resultado do período o ganho ou a perda resultante, se houver.

As contraprestações da TAESA para as combinações de negócios, aquisição dos 50% iniciais e 50% remanescente, da UNISA foram pagas em caixa com recursos das 4ª e 5ª emissões de notas promissórias da Companhia respectivamente.

e) Nova emissão de ações pela Taesa

No dia 19 de julho de 2012, a Controlada indireta em Conjunto Taesa emitiu 24 milhões de Units no âmbito da oferta pública de ações, ao preço de R$65 por Unit. Os units referentes a esta operação são compostos por uma ação ordinária e duas preferenciais, todas nominativas, escriturais e sem valor nominal. No dia 20 de agosto de 2012, o lote suplementar da oferta pública de ações, de 3 milhões de Units, foi integralmente exercido, totalizando 27 milhões de Units no âmbito da oferta pública de ações.

O aumento do capital social na Taesa, dentro do limite do seu capital autorizado, no montante de R$1.755, foi efetuado mediante a emissão de 81 milhões de novas ações, sendo 27 milhões de ações ordinárias e 54 milhões de ações preferenciais. Após o aumento de capital, a Taesa passou a ter capital social de R$3.068 que, deduzido o custo de emissão no valor de R$39, totalizou R$3.029, dividido em e 344.498.907 ações, sendo 230.517.711 ações ordinárias e 113.981.196 ações preferenciais, todas nominativas, escriturais e sem valor nominal, com a exclusão do direito de preferência dos acionistas da Companhia na subscrição, em conformidade com o disposto no artigo 172, I, da Lei das Sociedades por Ações, e nos termos do artigo 9º do Estatuto Social da Companhia.

Com esta emissão de ações a Cemig Geração e Transmissão reduz o seu percentual de participação na Taesa, passando de 56,69% para 43,36% do capital, composta de 97.690.743 ações ordinárias e 51.683.548 ações preferenciais, conforme segue:

ACIONISTAS	AÇÕES ORDINÁRIAS		AÇÕES PREFERENCIAIS		TOTAL	
	QUANTIDADE	%	QUANTIDADE	%	QUANTIDADE	%
Total de ações da Taesa	230.517.711	100,00%	113.981.196	100,00%	344.498.907	100,00 %
Cemig Geração e Transmissão SA	97.690.743	42,38%	51.683.548	45,34%	149.374.291	43,36%

A composição acionária da Companhia em 31 de dezembro de 2011 era a seguinte:

ACIONISTAS	AÇÕES ORDINÁRIAS		AÇÕES PREFERENCIAIS		TOTAL	
	QUANTIDADE	%	QUANTIDADE	%	QUANTIDADE	%
Total de ações da Taesa	203.517.711	100,00%	59.981.196	100,00%	263.498.907	100,00%
Cemig Geração e Transmissão SA	97.690.743	48,00%	51.683.548	86,17%	149.374.291	56,69%

Efeitos no resultado decorrentes da Oferta Pública de Ações da Taesa

Conforme mencionado anteriormente, a Taesa fez uma emissão de ações pelo valor de R$65, sendo que esse valor era superior ao valor patrimonial das ações da Taesa antes da emissão. Em função dessa diferença entre o valor patrimonial e o valor da emissão, foi apurado um ganho no montante de R$259, reconhecido no resultado da Cemig GT. Os efeitos no fluxo de caixa consolidado da Companhia são como segue.

Ativo	
Consumidores e Revendedores	(23)
Outros Créditos	(123)
Ativo Financeiro da Concessão	(839)
Intangível	(201)
Passivo	
Empréstimos e Financiamentos	455
Outras Obrigações	332
Ganho na diluição	(259)
Efeitos nos fluxos de caixa	**(657)**

f) Madeira Energia S.A.

A Madeira Energia S.A. - MESA é uma sociedade por ações de capital fechado, constituída em 27 de agosto de 2007, e tem por objetivo a construção e exploração da Usina Hidrelétrica Santo Antônio localizada em trecho do Rio Madeira e do seu Sistema de Transmissão Associado, nos termos do Contrato de Concessão de Uso do Bem Público nº 001/2008-MME. A MESA incorre em gastos de constituição relacionados com o desenvolvimento do projeto para construção da Usina Hidrelétrica de Santo Antônio, necessitando, portanto, de suporte financeiro de seus controladores em conjunto. O Aporte de R$288 decorre de integralizações realizadas no exercício de 2012, devidamente aprovadas em Atas específicas, em consonância com o plano de investimentos aprovado na Comunicação de Resolução do Conselho de Administração - CRCA 089/07.

g) Aquisição de participação na Guanhães Energia S.A. (controle em conjunto)

Em 28 de agosto de 2012, a controlada em conjunto da Light Energia S.A. finalizou a operação de aquisição de participação na Guanhães Energia, onde adquiriu 51% das ações ordinárias, que pertenciam a Investminas Participações S.A. A Guanhães Energia foi criada com a finalidade de implantar as Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs) Dores de Guanhães, Senhora do Porto, Jacaré e Fortuna II, todas situadas no estado de Minas Gerais e que totalizam 44,80 MW de Potência Instalada. A entrada em operação comercial da primeira PCH está prevista para ocorrer em outubro de 2013 e da última em fevereiro de 2014. A Guanhães Energia S.A. é controlada em conjunto pela controlada Light Energia S.A. (51%) e pela Cemig Geração e Transmissão S.A. - Cemig GT (49%).

O valor dos ativos líquidos adquiridos era de R$27. Os valores justos reconhecidos na aquisição são como segue:

Ativo	
Caixa e Equivalentes de Caixa	15
Outros Créditos	4
Imobilizado	3
Intangível	8
Passivo	
Outras Obrigações	(3)
Ativos líquidos adquiridos	**27**
Caixa despendido	**27**

h) Diluição de participação na Renova Energia S.A, controlada da Light.

Em 13 de julho de 2012, a Renova Energia S.A. e a BNDES Participações S.A. (“BNDESPAR”), subsidiária integral do Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES), celebraram um acordo por meio do qual a BNDESPAR ingressaria no capital social da Renova Energia.

Em 26 de setembro de 2012, foi finalizada a operação onde foram subscritas e integralizadas 23.059.239 ações ordinárias e 4.875.036 ações preferenciais pela BNDESPAR, decorrentes da cessão gratuita do direito de preferência por RR Participações S.A., Light Energia S.A. e InfraBrasil Fundo de Investimento em Participações à BNDESPAR no âmbito do Aumento de Capital,ao preço de emissão de R$9,3334 por ação, totalizando R$314.

Após a entrada da BNDESPAR no capital social da Renova Energia S.A., o percentual de participação da controlada Light Energia S.A. na Renova Energia S.A. passou de 25,9% para 22,0%. Essa operação gerou um ganho de equivalência patrimonial de R$14.

Os efeitos nos fluxos de caixa são como segue:

Ativo	
Outros Créditos	(1)
Imobilizado	(20)
Intangível	(9)
Passivo	
Empréstimos e Financiamentos	11
Outras Obrigações	2
Ganho na diluição	**(5)**
Efeitos nos fluxos de caixa	**(21)**

Opções de venda

A Cemig concedeu ao Fundo de Participações Coliseu, que é acionista da Taesa, uma opção de venda da totalidade das ações que este Fundo detém na Taesa, exercível em 30 de outubro de 2014. O preço da opção é calculado através da soma do valor dos aportes do Fundo na Taesa, acrescidos das despesas de custeio do Fundo e deduzindo-se os juros sobre capital próprio e dividendos distribuídos pela Taesa. Sobre o preço de exercício haverá atualização pelo IPCA-IBGE acrescido de remuneração financeira de 7,0% ao ano.

A Cemig concedeu ao Fundo de Participações Redentor, que é acionista da Parati, uma opção de venda da totalidade das ações da Parati de propriedade do Fundo, exercível em maio de 2016. O preço de exercício da opção é calculado através da soma do valor dos aportes do Fundo na Parati, acrescidos das despesas de custeio do Fundo e deduzindo-se os juros sobre capital próprio e dividendos distribuídos pela Parati. Sobre o preço de exercício haverá atualização pelo CDI acrescido de remuneração financeira de 0,9% ao ano.

Os Fundos de Participação possuem ações ordinárias e preferencias emitidas pela Taesa e Light, e atualmente exercem o controle em conjunto com a Companhia sobre as atividades dessas companhias. Desta maneira, estas opções foram consideradas instrumentos derivativos que devem estar contabilizados pelo seu valor justo através dos resultados.

Para fins de determinação da metodologia a ser utilizada na mensuração dos valores justos de referidas opções, a Companhia observou o volume das ações da Light e da Taesa negociadas diariamente em bolsa de valores, e o fato de que tais opções, se exercidas pelos Fundos, requererão a venda para a Companhia, de uma única só vez, das ações das referidas empresas em uma quantidade superior às médias diárias de negociação em bolsa. Desta forma, a Companhia adotou o método de fluxo de caixa descontado para mensuração dos valores justos das opções. O valor justo dessas opções foi calculado pelo montante do preço de exercício estimado na data de exercício deduzido do valor justo das ações objeto das opções de venda, também estimado na data do exercício das opções, trazidos a valor presente na data das demonstrações contábeis.

Com base nos estudos realizados, a Cemig não registrou obrigações em suas demonstrações financeiras decorrentes dessas opções, tendo em vista que a estimativa do valor justo das opções aproxima-se de zero.

15. IMOBILIZADO

	31/12/2012			31/12/2011		
	Custo Histórico	Depreciação Acumulada	Valor Líquido	Custo Histórico	Depreciação Acumulada	Valor Líquido
Em Serviço	**19.885**	**(12.268)**	**7.617**	**19.052**	**(12.022)**	**7.030**
Terrenos	424	-	424	425	-	425
Reservatórios, Barragens e Adutoras	8.570	(5.169)	3.401	7.990	(5.035)	2.955
Edificações, Obras Civis e Benfeitorias	2.476	(1.592)	884	2.319	(1.560)	759
Máquinas e Equipamentos	8.335	(5.444)	2.891	8.233	(5.363)	2.870
Veículos	20	(14)	6	26	(16)	10
Móveis e Utensílios	59	(49)	11	59	(48)	11
Em Curso	**1.194**	**-**	**1.194**	**1.632**	**-**	**1.632**
Ativos em Formação	1.194	-	1.194	1.632	-	1.632
Imobilizado Líquido - Consolidado	**21.079**	**(12.268)**	**8.811**	**20.684**	**(12.022)**	**8.662**

	01/01/2011		
	Custo Histórico	Depreciação Acumulada	Valor líquido
Em Serviço	**18.042**	**(11.044)**	**6.998**
Terrenos	411	-	411
Reservatórios, Barragens e Adutoras	7.643	(4.643)	3.000
Edificações, Obras Civis e Benfeitorias	2.287	(1.442)	845
Máquinas e Equipamentos	7.664	(4.941)	2.723
Veículos	18	(7)	11
Móveis e Utensílios	19	(11)	8
Em Curso	**1.231**	**-**	**1.231**
Ativos em Formação	1.231	-	1.231
Imobilizado Líquido - Consolidado	**19.273**	**(11.044)**	**8.229**

A movimentação do Ativo Imobilizado é como segue:

Consolidado	Saldo em 01/01/2011	Saldo em 31/12/2011	Adição/ Transferências	Baixa	Depreciação	Saldo em 31/12/2012
Em Serviço	**6.667**	**7.030**	**1.019**	**(44)**	**(388)**	**7.617**
Terrenos	411	425	(1)	-	-	424
Reservatórios, Barragens e Adutoras	3.000	2.955	592	(1)	(144)	3.402
Edificações, Obras Civis e Benfeitorias	845	758	158	-	(33)	883
Máquinas e Equipamentos	2.723	2.871	269	(38)	(211)	2.891
Veículos	11	10	-	(5)	1	6
Móveis e Utensílios	8	11	1	-	(1)	11
Em Curso	**1.231**	**1.632**	**(437)**	**(1)**	**-**	**1.194**
Imobilizado Líquido - Consolidado	**8.229**	**8.662**	**582**	**(45)**	**(388)**	**8.811**

Em 11 de setembro de 2012 foi editada a Medida Provisória 579 (Lei 12.783), que trata das renovações das concessões. Mais detalhes vide nota explicativa nº 04.

A Companhia não identificou indícios de perda do valor recuperável de seus Ativos Imobilizados. Os contratos de concessão de geração preveem que ao final do prazo de cada concessão o Poder Concedente determinará o valor a ser indenizado à Companhia. A Administração acredita que a indenização destes ativos será superior ao seu custo histórico, depreciado pelas respectivas vidas úteis. Assim, o valor contábil do imobilizado não depreciado ao final da concessão será reembolsável pelo Poder Concedente.

A ANEEL, em conformidade ao marco regulatório brasileiro, é responsável por estabelecer a vida útil econômica dos ativos de geração e transmissão do setor elétrico, com revisões periódicas nas estimativas. As taxas estabelecidas pela Agência são utilizadas nos processos de revisão tarifária, cálculo de indenização ao final da concessão e são reconhecidas como uma estimativa razoável da vida útil dos ativos da concessão. Dessa forma, essas taxas foram utilizadas como base para depreciação do Ativo Imobilizado.

A taxa de depreciação média anual é de 2,31%. As principais taxas anuais de depreciação são as seguintes:

Geração	
Hidrelétricas	2,54%
Termelétricas	4,09%
Administração e outras	9,53%
Telecomunicações	7,33%

De acordo com os artigos 63 e 64 do Decreto n.º 41.019, de 26 de fevereiro de 1957, os bens e instalações utilizados na geração e transmissão, são vinculados a esses serviços, não podendo ser retirados, alienados, cedidos ou dados em garantia hipotecária sem a prévia e expressa autorização do Órgão Regulador. A Resolução ANEEL n.º 20/99 regulamenta a desvinculação de bens das concessões do serviço público de energia elétrica, concedendo autorização prévia para desvinculação de bens inservíveis à Concessão, quando destinados à alienação, determinando que este produto seja depositado em conta bancária vinculada, sendo aplicado na concessão.

Alguns terrenos e edificações da Companhia, registrados como Ativo Imobilizado - Administração, foram dados em garantias de processos judiciais envolvendo questões tributárias, trabalhistas, cíveis e outras contingências no valor, líquido de depreciação, de R$0,8 em 31 de dezembro de 2012.

Consórcios

A Companhia participa em consórcios de concessões de geração de energia elétrica, para os quais não foram constituídas empresas com característica jurídica independente para administrar o objeto da referida concessão, sendo mantidos os controles no Ativo Imobilizado, Intangível e Atividade Não Vinculada, conforme Despacho ANEEL nº 3.467, de 18 de Setembro de 2008. A parcela da Companhia em cada um dos ativos alocados aos consórcios é registrada e controlada individualmente nas respectivas naturezas de ativo imobilizado apresentadas acima. Os investimentos acumulados, por empreendimento são como segue:

	Participação na energia gerada	Taxa Média Anual de Depreciação %	2012	2011	01/01/2011
Em serviço:					
Usina de Porto Estrela	33,33%	2,42	39	39	39
Usina Igarapava	14,50%	2,52	58	57	56
Usina de Funil	49,00%	2,49	183	183	182
Usina de Queimado	82,50%	2,42	212	209	207
Usina de Aimorés	49,00%	2,55	551	551	550
Usina de Baguari	34,00%	2,56	183	181	-
Consórcio Capim Branco Energia	21,05%	2,60	56	56	56
Depreciação acumulada			(236)	(193)	(171)
Total em operação			**1.046**	**1.083**	**919**
Em curso:					
Usina de Baguari	34,00%		-	-	181
Usina de Queimado	82,50%		-	3	2
Usina de Funil	49,00%		-	-	1
Usina de Aimorés	49,00%		1	1	1
Usina Igarapava	14,50%		1	1	1
Consórcio Capim Branco Energia			2	1	1
Total em construção			**4**	**6**	**187**
Total de Consórcios - Consolidado			**1.050**	**1.089**	**1.106**

A depreciação dos bens integrantes do Ativo Imobilizado dos consórcios é calculada pelo método linear, também com base em taxas estabelecidas pela ANEEL, que representam a vida útil dos ativos.

A participação dos demais consorciados na energia gerada nos empreendimentos é como segue:

Consórcios	Demais Acionistas	Participação (%)
Usina de Porto Estrela	Companhia de Tecidos Nortes de Minas Gerais – COTEMINAS	33,34
	VALE S.A.	33,33
Usina Igarapava	VALE S.A.	38,15
	Companhia Mineira de Metais – CMN	23,93
	Companhia Siderúrgica Nacional – CSN	17,92
	Mineração Morro Velho – MMV	5,50
Usina de Funil	VALE S.A.	51,00
Usina de Queimado	Companhia Energética de Brasília	17,50
Usina de Aimorés	VALE S.A.	51,00
Usina de Baguari	Furnas Centrais Elétricas S.A.	15,00
	Baguari I Geração de Energia Elétrica S.A.	51,00
Usinas Amador Aguiar I e II	Vale S.A.	48,43
	Comercial e Agrícola Paineiras Ltda	17,89
	Companhia Mineira de Metais – CMM	12,63

Bens Totalmente Depreciados

A Cemig Geração e Transmissão possui registrado em seu Ativo Imobilizado, em 31 de dezembro de 2012, o valor contábil bruto de R$4.363 referentes aos ativos totalmente depreciados ainda em operação.

Custo de Empréstimo

A Companhia transferiu para o ativo imobilizado encargos com empréstimos e financiamentos vinculados a obra no montante de R$65 em 31 de dezembro de 2012.

Em 11 de setembro de 2012 foi editada a Medida Provisória 579, que trata das renovações das concessões. Mais detalhes vide Nota Explicativa nº 4.

16. INTANGÍVEIS

	2012			2011		
	Custo Histórico	Amortização Acumulada	Valor Residual	Custo Histórico	Amortização Acumulada	Valor Residual
Em Serviço	**10.641**	**(7.154)**	**3.487**	**10.607**	**(6.725)**	**3.882**
Com Vida Útil Definida						
Servidão	41	(2)	39	34	(1)	33
Contrato oneroso de concessão	52	(10)	42	32	(9)	23
Direito de Exploração de Concessão	10.325	(6.966)	3.359	10.362	(6.572)	3.790
Outros	223	(176)	47	179	(143)	36
Em Curso	**986**	**-**	**986**	**1.522**	**-**	**1.522**
Ativos em formação	986	-	986	1.522	-	1.522
Intangível Líquido	**11.627**	**(7.154)**	**4.473**	**12.129**	**(6.725)**	**5.404**

	01/01/2011		
	Custo Histórico	Amortização Acumulada	Valor Residual
Em Serviço	**3.369**	**(144)**	**3.255**
Com Vida Útil Definida			
Servidão	64	(2)	62
Contrato oneroso de concessão	32	(8)	24
Direito de Exploração de Concessão	3.110	-	3.110
Outros	163	(134)	29
Em Curso	**1.723**	**-**	**1.723**
Ativos em formação	1.723	-	1.723
Intangível Líquido	**5.092**	**(144)**	**4.948**

A movimentação do Ativo Intangível consolidado em 2012 é como segue:

	Saldo em 01/01/2011	Saldo em 31/12/2011	Adição	Baixa	Amortização	Transferência	Saldo em 31/12/2012
Em Serviço	**3.255**	**3.882**	**(94)**	**(81)**	**(612)**	**392**	**3.487**
Com Vida Útil Definida							
- Servidão	62	33	-	-	(1)	7	39
- Concessão Onerosa	24	23	-	(1)	(1)	21	42
- Ativos de Concessão	3.110	3.790	(94)	(80)	(602)	345	3.359
- Outros	29	36	-	-	(8)	19	47
Em Curso	**1.723**	**1.522**	**1.706**	**(3)**	**-**	**(2.239)**	**986**
- Ativos em Formação	1.723	1.522	1.706	(3)	-	(2.239)	986
Intangível Líquido	**4.948**	**5.404**	**1.612**	**(84)**	**(612)**	**(1.847)**	**4.473**

Em 11 de setembro de 2012 foi editada a Medida Provisória 579, que trata das renovações das concessões. Maiores detalhes vide nota explicativa nº 04.

O Processo de Revisão Tarifária da controlada Cemig D ocorre a cada 5 anos, através de um processo de avaliação econômica, no qual são definidas as tarifas das concessões de distribuição da companhia no Estado de Minas Gerais. Dentro do processo de revisão tarifária é definida a Base Regulatória de Remuneração ("BRR") relacionada aos ativos vinculados às concessões.

Em 11 de março de 2013, a Superintendência de Fiscalização Econômico Financeira (SFF) da ANEEL, através do Despacho nº 689, divulgou a BRR preliminar da Cemig D, no montante de R$5.111.837. Logo após a divulgação da BRR preliminar, a Administração iniciou discussões com a ANEEL com o intuito de demonstrar tecnicamente a esta Agência a necessidade de que referido montante fosse revisado. Considerando que o valor informado de forma preliminar pela ANEEL deveria ser modificado e que, na opinião da Administração, este era significativamente inferior ao valor pelo qual deveria ser feita sua homologação, a Administração não possuía elementos suficientes para determinar se haveria a necessidade de ajustes nas demonstrações financeiras de 31 de dezembro de 2012 da Cemig D, originalmente arquivadas em 28 de março de 2013.

Em 5 de abril de 2013, em reunião da Diretoria da ANEEL, foi homologada a BRR revisada da Cemig D, no montante de R$5.111.768, superior em R$399.931 à BRR preliminarmente divulgada. A companhia ainda aguarda o julgamento do primeiro recurso interposto junto à ANEEL, no qual manifesta sua discordância quanto a determinados critérios e valores adotados pela ANEEL na definição da BRR preliminar informada e que ainda não foi apreciado pela ANEEL. Adicionalmente, a companhia interporá novo recurso à ANEEL questionando certos critérios e valores da BRR que foram definidos em 5 de abril de 2013, uma vez que os montantes considerados na BRR revisada divulgada, relacionados principalmente aos gastos efetuados pela companhia com o Programa Luz para Todos ainda são substancialmente inferiores aos efetivamente incorridos na execução deste programa. A Administração mantém sua expectativa de que, quando da apreciação desses recursos pela ANEEL, sejam revistos critérios e valores definidos por esta Agência para a BRR, o que resultará num montante superior ao recentemente apresentado.

Tendo em vista o mencionado no parágrafo anterior, a Administração refez os cálculos dos impactos desta nova BRR na composição dos ativos financeiros e intangíveis de suas concessões e concluiu, com base em suas melhores estimativas, que não são necessários ajustes nos saldos dessas contas apresentados nas demonstrações financeiras da Companhia em 31 de dezembro de 2012.

Ativos da concessão

Contabilidade de concessões, foi registrado no Ativo Intangível a parcela da infraestrutura de distribuição que será utilizada durante a concessão, composta pelos ativos de distribuição, líquidos das participações de consumidores (obrigações especiais).

A ANEEL, em conformidade ao marco regulatório brasileiro, é responsável por estabelecer a vida útil econômica dos ativos de distribuição do setor elétrico, estabelecendo periodicamente uma revisão na avaliação dessas taxas. As taxas estabelecidas pela Agência são utilizadas nos processos de revisão tarifária, cálculo de indenização ao final da concessão e são reconhecidas como uma estimativa razoável da vida útil dos ativos da concessão. Dessa forma, essas taxas foram utilizadas como base para avaliação e amortização do ativo intangível.

Os ativos intangíveis Servidão, Concessão Onerosa, Direito de Exploração de Concessão e Outros são amortizáveis pelo método linear e as taxas utilizadas são as definidas pela ANEEL. A Companhia não identificou indícios de perda do valor recuperável de seus ativos intangíveis, que são de vida útil definida. A Companhia não possui ativos intangíveis com vida útil indefinida.

Revisão de Vida Útil

A ANEEL através da Resolução Normativa nº 474, de 07 de fevereiro de 2012, estabeleceu novas taxas anuais de depreciação para os ativos "em serviço" outorgados no setor elétrico, com base na revisão da vida útil dos ativos. A aplicação das novas taxas ocorreu em 1º de janeiro de 2012.

A Companhia processou as alterações das taxas e recalculou o valor da indenização dos bens reversíveis no vencimento do prazo da Concessão, Cemig Distribuição 2016 e Light 2026, e do montante atribuível ao Ativo Intangível. Este recálculo resultou na transferência de R$438 da conta de Ativo Intangível para o Ativo Financeiro em 2012.

Custo de Empréstimo

A Companhia transferiu para o ativo Intangível encargos com empréstimos e financiamentos vinculados a obra no montante de R$30, no consolidado, em 31 de dezembro de 2012.

17. FORNECEDORES

	2012	2011	01/01/2011
Circulante			
Energia de curto prazo - CCEE	78	28	28
Encargos de uso da rede elétrica	118	106	89
Energia elétrica comprada para revenda	848	429	494
Itaipu binacional	219	198	156
Gás comprado para revenda	34	29	23
Materiais e serviços	438	400	331
	1.735	**1.190**	**1.121**

18. IMPOSTOS, TAXAS E CONTRIBUIÇÕES E IMPOSTO DE RENDA E CONTRIBUIÇÃO SOCIAL

a) Impostos, Taxas e Contribuições

As Obrigações, do Não Circulante, de PASEP/COFINS, referem-se ao questionamento judicial da constitucionalidade da inclusão do ICMS na base de cálculo desses impostos, sendo requerida, inclusive, a compensação dos valores recolhidos nos últimos 10 anos. A Companhia e suas Controladas Cemig Distribuição e Cemig Geração e Transmissão obtiveram liminar para não efetuar o recolhimento e autorização para o depósito judicial a partir de 2008 e manteve esse procedimento até agosto de 2011. A partir dessa data, apesar de continuar a questionar judicialmente a base de cálculo, optou por recolher mensalmente os impostos.

	2012	2011	01/01/2011
Circulante			
ICMS	371	330	277
COFINS	118	95	66
PASEP	26	21	11
INSS	24	24	23
Outros	30	47	27
	569	**517**	**404**

Não Circulante			
COFINS	680	683	531
PASEP	148	148	115
Outros	175	66	47
	1.003	**897**	**693**
	1.572	**1.414**	**1.097**

b) Imposto de Renda e Contribuição Social Circulante

	2012	2011	01/01/2011
Circulante			
Imposto de Renda	97	87	112
Contribuição Social	30	42	25
	127	**129**	**137**

19. EMPRÉSTIMOS, FINANCIAMENTOS E DEBÊNTURES

FINANCIADORES	Vencimento Principal	Encargos Financeiros anuais	Moedas	2012			2011	01/01/2011
				Circulante	Não Circulante	Total	Total	Total
MOEDA ESTRANGEIRA								
ABN AMRO Real S.A. (3)	2013	6%	US$	26	-	26	47	62
Banco do Brasil S.A. – Bônus Diversos (1)	2024	Diversas	US$	6	21	27	35	51
BNP Paribas	2012	5,89%	EURO	-	-	-	1	4
KFW	2016	4,50%	EURO	2	5	7	8	9
Tesouro Nacional (5)	2024	Diversas	US$	3	10	13	17	19
Banco Inter Americano del Desarrollo (7)	2026	2,12%	US$	2	34	36	35	34
BNP 36 MM – Euros	2014	3,98%	EURO	-	31	31	28	-
Merril Lynch – US$ 50 MM	2016	2,59%	US$	-	33	33	31	-
Citi Bank – US$ 100 MM	2018	2,46%	US$	-	119	119	-	-
BID (16)	2022	Libor + Spread 1,7 a 2,2%aa	US$	7	77	84	53	-
BID (16)	2023	Libor + Spread 1,5 a 1,88%aa	US$	13	130	143	93	-
Outros	2019	Diversas	Diversas	8	1	9	11	12
Dívida em Moeda Estrangeira				**67**	**461**	**528**	**359**	**191**
MOEDA NACIONAL								
Banco do Brasil S.A.	2017	108,33% do CDI	R$	206	-	206	-	-
Banco do Brasil S.A.	2017	108% do CDI	R$	5	442	447	592	888
Banco do Brasil S.A.	2013	CDI + 1,70%	R$	28	-	28	56	85
Banco do Brasil S.A.	2013	107,60% do CDI	R$	133	-	133	137	135
Banco do Brasil S.A.	2014	104,10% do CDI	R$	814	300	1.114	1.225	1.224
Banco do Brasil S.A.	2013	10,83%	R$	793	-	793	706	630
Banco do Brasil S.A.	2014	98,5% do CDI	R$	102	374	476	436	-
Banco do Brasil S.A.	2012	106,00 do CDI	R$	-	-	-	100	-
Banco do Brasil S.A	2013	104,08 % do CDI	R$	664	-	664	-	-
Banco do Brasil S.A	2013	105,00 % do CDI	R$	1.083	-	1.083	-	-
Banco Itaú – BBA S.A	2013	CDI + 1,70%	R$	79	-	79	159	235
Banco Itaú – BBA S.A	2014	CDI + 1,70%	R$	2	-	2	3	4
Banco Votorantim S.A.	2013	CDI + 1,70%	R$	26	-	26	53	77
BNDES	2026	TJLP+2,34%	R$	8	96	104	112	119
Bradesco S.A.	2014	CDI + 1,70%	R$	1	-	1	2	1
Bradesco S.A.	2013	CDI + 1,70%	R$	97	-	97	198	296
Bradesco S.A.	2011	105.50% do CDI	R$	-	-	-	-	351
Bradesco S.A.	2012	106,00% do CDI	R$	-	-	-	990	-
Bradesco S.A.	2013	103,00% do CDI	R$	601	-	601	-	-
ELETROBRÁS	2013	FINEL + 7,50 a 8,50%	R$	13	-	13	26	37
ELETROBRÁS	2023	UFIR, RGR + 6,00 a 8,00%	R$	69	321	390	429	373
Santander do Brasil S.A.	2013	CDI + 1,70%	R$	20	-	20	40	61
UNIBANCO S.A	2013	CDI + 1,70%	R$	79	-	79	161	241
UNIBANCO S.A (2)	2013	CDI + 1,70%	R$	19	-	19	40	60
Itaú e Bradesco (4)	2015	CDI + 1,70%	R$	-	-	-	820	891
Banco do Brasil S.A. (8)	2020	TJLP + 2,55%	R$	3	17	20	23	26
UNIBANCO S.A (8)	2020	TJLP + 2,55%	R$	1	4	5	6	6
CCB Bradesco S.A (5)	2017	CDI + 0,85%	R$	26	98	124	150	120
ABN AMRO Real S.A. (5)	2014	CDI + 0,95%	R$	-	26	26	27	22

BNDES (5)	2019	TLJP	R$	82	324	406	372	190
BNDES - Repasse (11)	2033	TJLP	R$	2	388	390	350	262
AMAZONIA – FNO (11)	2031	10% a.a	R$	-	58	58	355	316
BNDES (11)	2033	TJLP + 2,40%	R$	1	378	379	55	-
BNDES – Principal Subcrédito A/B/C/D (16)	2015	Diversas	R$	6	61	67	67	366
BNDES (12)	2024	TJLP +2,15%	R$	3	34	37	40	42
CEF S.A (13)	2022	TJLP + 3,50%	R$	8	54	62	65	67
CEF S.A (14)	2021	TJLP + 3,50%	R$	6	43	49	52	54
CEF S.A (15)	2022	TJLP + 3,50%	R$	10	81	91	95	97
BNDES (16)	2019	Diversas	R$	43	188	231	211	14
Sindicato de Bancos (16)	2015	CDI + 0,90%	R$	7	-	7	18	28
CEF S.A (16)	2016	117,5 % do CDI	R$	2	5	7	11	13
NOTAS PROMISSORIAS – ITAU (16)	2012	105.50 do CDI	R$	-	-	-	669	-
BNDES – CEMIG TELECOM (18)	2017	Diversas	R$	9	35	44	52	49
BNDES (22)	2028	URTJ+1,97%	R$	4	58	62	50	-
Outros	2025	Diversas	R$	37	280	317	298	89
Dívida em Moeda Nacional				**5.092**	**3.665**	**8.757**	**9.251**	**7.469**
Total de Empréstimos e Financiamento				**5.159**	**4.126**	**9.285**	**9.610**	**7.660**

FINANCIADORES	**Vencimento Principal**	**Encargos Financeiros anuais**	**Moedas**	**2012**			**2011**	**01/01/2011**
				Circulante	**Não Circulante**	**Total**	**Total**	**Total**
Debêntures – Governo do Estado de M.G. (6)	2031	IGP-M	R$	-	53	53	47	37
Debêntures (6)	2014	IGP-M + 10,50	R$	401	-	401	373	355
Debêntures (6)	2017	IPCA + 7,96	R$	530	-	530	503	472
Debêntures (6)	2011	104,00% do CDI	R$	-	-	-	-	243
Debêntures (6)	2012	CDI+ 0,90%	R$	-	-	-	1.755	1.726
Debêntures (6)	2015	IPCA + 7,68%	R$	543	902	1.445	1.368	1.285
Debêntures (6)	2017	CDI + 0,90%	R$	38	480	518	-	-
Debêntures (6)	2022	IPCA + 6,20%	R$	41	698	739	-	-
Debêntures (6)	2019	IPCA + 6,00%	R$	12	208	220	-	-
Debêntures 1ª EMISSÃO (6) (23)	2013	106% do CDI	R$	32	-	32	-	-
DEBÊNTURES PRIVADAS (BNDESPAR(6) 7)	2016	8,62%	R$	30	83	113	131	158
Debêntures Públicas CVM 476/09 (6) (17)	2015	7,87%	R$	-	60	60	-	
DEBENTURES TAESA (6) (16)	2015	CDI + 1,30%	R$	56	100	156	207	205
DEBENTURES TAESA (6) (16)	2015	IPCA+7,91¨ %	R$	47	85	132	163	152
DEBENTURES TAESA (6) (16)	2017	106,0% do CDI	R$	-	353	353	463	462
DEBENTURES TAESA (6) (16)	2017	CDI + 0,78%	R$	5	288	293	-	-
DEBENTURES TAESA (6) (16)	2020	IPCA + 4,85% a.a.	R$	3	349	352	-	-
DEBENTURES TAESA (6) (16)	2024	IPCA + 5,10% a.a.	R$	3	309	312	-	-
DEBENTURES(10) (6)	2016	CDI+1,30%	R$	3	22	25	13	-
DEBENTURES (19) (6)	2016	CDI+1,30%	R$	21	47	68	88	-
DEBENTURES (20) (6)	2016	CDI+1,30%	R$	44	159	203	167	-
DEBENTURES(21) (6)	2016	112,5% do CDI	R$	7	21	28	35	-
Debêntures (6) (11)	2013	IPCA	R$	81	79	160	207	182
Debêntures 3ª Emissão - Light Energia(5) (6)	2026	Cdi+1,18%	R$	-	10	10	-	-
Debêntures Renova - Light Energia(5) (6)	2022	Cdi + 1,51%	R$	-	21	21	-	-
Debêntures Guanhães - Light Energia(5) (6)	2013	Cdi + 0,39%	R$	11	-	11	-	-
Debêntures V (5) (6)	2014	CDI + 1,50%	R$	30	37	67	242	210
Debêntures VI (5) (6)	2011	115% do CDI	R$	-	-	-	-	79
Debêntures VI I (5) (6)	2016	CDI + 1,35%	R$	3	211	214	214	-
Debêntures VIII (5) (6)	2026	Cdi+1,18%	R$	1	152	153	-	-
Debêntures LIGHT ENERGIA (5) (6)	2016	CDI + 1,45%	R$	1	56	57	57	-
Debêntures LIGHT ENERGIA II (5) (6)	2019	Cdi+1,18%	R$	4	138	142	137	-
ITAÚ – BBA DEBÊNTURES (6) (24)	2017	CDI + 0,9875% a.a.	R$	-	11	11	-	-
ITAÚ – BBA DEBÊNTURES (6) (25)	2017	CDI + 0,9875% a.a	R$	-	6	6	-	-
Total de Debentures				**1.947**	**4.938**	**6.885**	**6.170**	**5.566**
Total Geral Consolidado				**7.106**	**9.064**	**16.170**	**15.779**	**13.226**

(1) As taxas de juros variam: 2,00% a 8,00 % ao ano; Libor semestral mais spread de 0,81% a 0,88 % ao ano;
(2) Empréstimo da controladora;
(3) Foi contratado “swap” com troca de taxa. Seguem a taxa do empréstimo e financiamento considerando os swap: CDI + 1,50% a.a.;
(4) Refere-se às quotas seniores dos fundos de direitos creditórios. Vide Nota Explicativa nº 12 das Demonstrações Contábeis Consolidadas;
(5) Empréstimos, financiamentos e debêntures da Light;
(6) Debêntures Simples, não conversíveis em ações, sem garantia nem preferência, nominativa e escritural;
(7) Financiamento da Transchile;
(8) Financiamento de Cachoeirão;
(9) Contratos ajustados a valor presente, conforme CPC.12;
(10) Empréstimo realizado pela controlada em conjunto EMPRESA CATRINENSE DE TRANSMISSÃO DE ENERGIA S.A -ECTE;
(11) Empréstimo realizado pela controlada em conjunto Madeira Energia;
(12) Empréstimo realizado pela controlada em conjunto Hidrelétrica Pipoca S.A;
(13) Empréstimo realizado pela controlada em conjunto Praia de Morgado S.A ;
(14) Empréstimo realizado pela controlada em conjunto PraiaS de Parajuru S.A.;
(15) Empréstimo realizado pela controlada em conjunto de VOLTA DO RIO S.A
(16) Empréstimo realizado pela controlada em conjunto Taesa;
(17) Financiamento da Gasmig;
(18) Empréstimo realizado pela Cemig Telecom;
(19) Empréstimo realizado pela controlada em conjunto EMPRESA NORTE DE TRANSMISSÃO DE ENERGIA S.A.-ENTE;
(20) Empréstimo realizado pela controlada em conjunto EMPRESA AMAZONENSE DE TRANSMISSÃO DE ENERGIA S.A-EATE;
(21) Empréstimo realizado pela controlada em conjunto Empresa Paraense de Transmissão de Energia- ETEP.
(22) Empréstimo realizado pela controlada em conjunto Light-Ger.
(23) Empréstimo realizado pela controlada em conjunto Guanhães Energia.
(24) Empréstimo realizado pela controlada em conjunto Transudeste.
(25) Empréstimo realizado pela controlada em conjunto Transirapé.

GARANTIAS

O saldo devedor dos empréstimos e financiamentos, em 31 de dezembro de 2012, é garantido da seguinte forma:

	Valores em reais
NP e Aval	3.223
Recebíveis	32
Sem Garantia	4.915
Penhor de Ações	1.423
Alienação Fiduciária	361
Quirografária	4.426
Real	1.470
Flutuante	320
TOTAL	**16.170**

A composição consolidada dos Empréstimos, por moeda e indexador, com a respectiva amortização, não considerando a transferência de valores para o curto prazo em função de não cumprimento de cláusula contratual, conforme mencionado na letra “a”, é como segue:

	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020 em diante	Total
Moedas									
Dólar Norte-Americano	64	46	35	105	68	31	29	111	489
Euro	2	33	2	2	-	-	-	-	39
	66	**79**	**37**	**107**	**68**	**31**	**29**	**111**	**528**
Indexadores									
Índice de Preço ao Consumidor Amplo – IPCA	733	488	679	177	176	220	221	1.202	3.896
Unidade Fiscal de Referência - UFIR/RGR	70	75	62	50	40	36	24	35	392
SELIC	1	1	-	-	-	-	-	-	2
Certificado Depósito Interbancário – CDI	3.966	1.137	622	549	1.147	17	27	102	7.567
Índice Interno da Eletrobrás – FINEL	13	-	-	-	-	-	-	-	13
URTJ/TJLP (*)	177	189	175	207	200	187	152	800	2.087
Índice Geral de Preços - Mercado - IGP-M	23	381	2	1	1	1	1	57	467
UMBNDES (**)	32	32	32	31	17	9	7	3	163
Outros (IGP-DI, INPC) (***)	3	-	-	1	1	1	-	-	6
TR	2	-	-	-	-	-	-	-	2
Sem Indexador	827	33	95	31	6	6	6	44	1.047
	5.847	**2.336**	**1.667**	**1.047**	**1.588**	**477**	**438**	**2.242**	**15.642**
	5.913	**2.415**	**1.704**	**1.154**	**1.656**	**508**	**467**	**2.353**	**16.170**

(*) URTJ - Unidade de Referência de Taxa de Juros reajustado pela TJLP
(**) UMBNDES - Unidade Monetária do BNDES
(***) IGP-DI - Índice Geral de Preços de Disponibilidade Interna.

As principais moedas e indexadores utilizados para atualização monetária dos Empréstimos e Financiamentos tiveram as seguintes variações em 2012, 2011 e 2010:

Moedas	Variação Acumulada em 2012 %	Variação Acumulada em 2011 %	Variação Acumulada em 2010 %	Indexadores	Variação Acumulada em 2012 %	Variação Acumulada em 2011 %	Variação Acumulada em 2010 %
Dólar Norte-Americano	8,94	12,58	(4,31)	IGP-M	7,82	5,10	11,32
Euro	10,73	9,25	(11,14)	CDI	8,37	11,64	9,71
				SELIC	8,49	11,67	9,81
				IPCA	5,84	6,50	5,63

A movimentação dos Empréstimos, Financiamentos e Debêntures é como segue:

Saldo em 1 de Janeiro de 2011	**13.226**
Saldo em 31 de dezembro de 2011	**15.779**
Aquisição de Controladas em conjunto – saldo inicial	296
Redução de Participação em Controladas	(648)
Empréstimos e Financiamentos Obtidos	7.195
Capitalização	6
Variação monetária e cambial	290
Encargos financeiros provisionados	1.299
Encargos financeiros pagos	(1.209)
Amortização de financiamentos	(6.838)
Saldo em 31 de dezembro de 2012	**16.170**

As captações de recursos no consolidado durante o exercício de 2012 estão demonstradas abaixo:

Financiadores	Vencimento Principal	Encargos Financeiros Anuais - %	Valor Captado
Moeda Estrangeira			
Citibank (SESA)	2018	Libor+1,66	53
Citibank (ENERGIA)	2018	Libor+1,66	42
Citibank (SESA)	2018	Libor+1,66	13
Citibank (ENERGIA)	2018	Libor+1,66	10
Total Captações em Moeda Estrangeira			**118**
Moeda Nacional			
Banco do Brasil S/A (Notas Promissórias)	2013	104,08 do CDI	640
Banco do Brasil S/A	2013	102,50 do CDI	600
Banco do Brasil S/A	2017	108,33 do CDI	196
Eletrobras	2023	6	15
Eletrobras	2023	6	15
DEBÊNTURES (ITAÚ BBA) - 5ª EMISSÃO	2013	104 do CDI	513
1ª série - 3ª emissão Deb	2017	CDI + 0,78	289
2ª série - 3ª emissão Deb	2020	IPCA + 4,85	346
3ª série - 3ª emissão Deb	2024	IPCA + 5,10	307
Banco Bradesco S/A	2013	106 do CDI	32
Debêntures SAE	2037	IPCA + 6,5	77
Bndes 125 600 MM	2028	TJLP+ 1,97	12
Banco Bradesco S/A	2012	103 DO CDI	1.000
Banco Bradesco S/A	2017	CDI+0,90	484
Banco Bradesco S/A	2022	IPCA+6,20	677
Banco Bradesco S/A	2019	IPCA+6,0	202
Banco do Brasil	2013	105 do CDI	1.081
Debêntures - Pine	2017	12,65	19
Debêntures - Votorantim	2017	12,65	24
SESA Debentures 8a. Emissão	2026	CDI + 1,18	122
SESA Bndes Capex - Subcred	2019	TJLP + 1,81 a 3,21	56
ENERGIA Renova - Empréstimos	2029	TJLP e CDI	24
ENERGIA Renova - Debêntures	2022	123,45 do CDI	17
SESA Debentures 8a. Emissão	2026	CDI + 1,18	30
SESA Bndes Capex - Subcred	2019	TJLP - 1,81 a 3,21	14
ITAÚ - BBA (DEBÊNTURES)	2017	CDI + 0,9875	11
ITAÚ - BBA (DEBÊNTURES)	2017	CDI + 0,9875	11
DEBÊNTURES PÚBLICAS (Instrução CVM 476/09)	2015	7,87	60
DEBENTURES	2016	CDI + 1,30	15
DEBENTURES	2016	CDI + 1,30	75
BNDES	2026	TJLP + 1,97	14
Outros	Diversos	Diversos	99
Total Captações em Moeda Nacional			**7.077**
Total Geral Consolidado			**7.195**

As Debêntures de emissão da controladas e controladas em conjunto em 31 de dezembro de 2012, possuem as seguintes características:

Empresa Emissora	Forma e Classe	Tipo garantia	Encargos	COVENANTS	Vencimento	2012	2011	01/01 de 2011
CEMIG GERAÇÃO E TRANSMISSÃO (1) (2)	Simples não Conversíveis	Quirografária	IGP-M	Não Há	2031	53	47	37
CEMIG GERAÇÃO E TRANSMISSÃO (1) (2)	Simples não Conversíveis	Não Há	IPCA + 7,68%	Não Há	2015	1.445	1.368	1.285
CEMIG GERAÇÃO E TRANSMISSÃO (1) (2)	Simples não Conversíveis	Quirografária	CDI +0,90%	Não Há	2017	517	-	-
CEMIG GERAÇÃO E TRANSMISSÃO (1) (2)	Simples não Conversíveis	Quirografária	IPCA + 6,00%	Não Há	2019	220	-	-
CEMIG GERAÇÃO E TRANSMISSÃO (1) (2)	Simples não Conversíveis	Quirografária	IPCA + 6,20%	Não Há	2022	739	-	-
CEMIG D (1) (3)	Simples não Conversíveis	Não há	IPCA + 7,96%	Não Há	2017	530	503	472
CEMIG D (1) (3)	Simples não Conversíveis	Quirografária	IGP-M + 10,50%	Não Há	2014	401	373	355
GUANHÃES ENERGIA S.A. (1) (2)	Simples não Conversíveis	Quirografária	106% do CDI	Não Há	2013	32	-	
GASMIG (1) (2)	Normativas e Escriturais	Quirografária	8,62%	Não Há	2016	112	131	158
GASMIG (1) (2)	Normativas e Escriturais	Quirografária	7,87%	Não Há	2015	60	-	-
TAESA (1) (2)	Simples não Conversíveis	Quirografária	CDI+1,30%	Não Há	2015	155	206	205
TAESA (1) (2)	Simples não Conversíveis	Quirografária	IPCA +7,91%	Não Há	2015	132	163	152
TAESA (1) (2)	Simples não Conversíveis	Quirografária	106% do CDI	Sim	2017	353	463	462
TAESA (1) (2)	Simples não Conversíveis	Quirografária	CDI +0,78%	Não Há	2017	293	-	-
TAESA (1) (2)	Simples não Conversíveis	Quirografária	IPCA + 4,85% a.a.	Não Há	2020	352	-	-
TAESA (1) (2)	Simples não Conversíveis	Quirografária	IPCA + 5,10%a.a.	Não Há	2024	312	-	-
ECTE (1) (2)	Simples não Conversíveis	Quirografária	CDI+1,30%	Não Há	2016	26	13	-
ENTE (1) (2)	Simples não Conversíveis	Quirografária	CDI+1,30%	Não Há	2016	67	88	-
EATE (1) (2)	Simples não Conversíveis	Quirografária	CDI+1,30%	Não Há	2016	203	167	-
ETEP (1) (2)	Simples não Conversíveis	Quirografária	112,5% do CDI	Não Há	2016	28	35	-
Madeira Energia S.A. (1) (2)	Simples não Conversíveis	Garantia Real	IPCA	Não Há	2013	160	207	182
LIGHT ENERGIA – GUANHÃES (1) (2)	Simples não Conversíveis	Quirografária	CDI + 0,39%	Não Há	2013	11	-	-
LIGHT ENERGIA - 8º EMISSÃO (1) (2)	Simples não Conversíveis	Quirografária	CDI + 1,35%	Não Há	2016	213	214	-
LIGHT ENERGIA – RENOVA (1) (2)	Simples não Conversíveis	Quirografária	CDI + 1,51%	Não Há	2022	21	-	-
LIGHT ENERGIA - 5º EMISSÃO (1) (2)	Simples não Conversíveis	Quirografária	CDI + 1,50%	Não Há	2014	67	242	210
LIGHT ENERGIA - 2º EMISSÃO (2)	Simples não Conversíveis	Quirografária	CDI+1,18%	Sim	2019	142	137	-
LIGHT ENERGIA - 1º EMISSÃO (2)	Simples não Conversíveis	Quirografária(Com Garantia Fidejussória)	CDI + 1,45%	Sim	2016	57	57	-
LIGHT ENERGIA - 3º EMISSÃO (1) (2)	Simples não Conversíveis	Quirografária	Cdi+1,18%	Não Há	2026	10	-	-
LIGHT ENERGIA - 8º EMISSÃO (1) (2)	Simples não Conversíveis	Quirografária	Cdi+1,18%	Não Há	2026	153	-	-
TRANSUDESTE (1) (2)	Escritural não conversíveis	Quirografária	CDI + 0,9875% a.a.	Não Há	2017	12	-	-
TRANSPIRAPE (1) (2)	Escritural não conversíveis	Quirografária	CDI + 0,9875% a.a	Não Há	2017	11	-	-
CEMIG GERAÇÃO E TRANSMISSÃO (1) (2)	Simples não Conversíveis	Quirografária (Com aval da Holding)	CDI+0,90%	Não Há	2012	-	1.755	1.726
LIGHT ENERGIA (1) (2)	Simples não Conversíveis	Não Há	115% +CDI	Não Há	2011	-	-	79
CEMIG GERAÇÃO E TRANSMISSÃO (1) (2)	Simples não Conversíveis	Não Há	104,00% do CDI	Não Há	2011	-	-	243
TOTAL						**6.887**	**6.169**	**5.566**

(1) Sem cláusula de repactuação e não há debêntures em tesouraria.
(2) Não houve quebra de *Covenants.*
(3) Houve quebra de *Covenants.*

a) Cláusulas Contratuais Restritivas - "*Covenants*"

A Cemig e suas controladas Cemig Distribuição e Cemig Geração e Transmissão, possuem contratos de Empréstimos e Financiamentos, com Cláusulas Restritivas ("*Covenants*"), com exigibilidade de cumprimento semestral, coincidente com os últimos dias de cada semestre civil, 30 de junho e 31 de dezembro.

As principais cláusulas restritivas são como segue:

Descrição da Cláusula Restritiva	Índice Requerido
Cemig:	
LAJIDA/Juros	Maior ou igual a 3,0
Dívida /LAJIDA	Menor ou igual a 2,5
Cemig Distribuição	
Dívida/LAJIDA	Menor ou igual a 2,5
Dívida/LAJIDA	Menor ou igual a 3,36
Dívida Circulante/LAJIDA	Menor ou igual a 200%
Dívida/Patrimônio Líquido + Dívida	Menor ou igual a 62%
LAJIDA/Encargos Dívidas	Maior ou igual a 2,3
LAJIDA/Juros	Maior ou igual a 3,0
Investimento/LAJIDA	Menor ou igual a 96%
Cemig Geração e Transmissão	
Dívida Líquida/LAJIDA	Menor ou igual a 3,25
Dívida Circulante/LAJIDA	Menor ou igual a 90%
Dívida/Patrimônio Líquido + Dívida	Menor ou igual a 61%
LAJIDA/Encargos Dívidas	Maior ou igual a 2,6
Investimento/LAJIDA	Menor ou igual a 60%

Dívida Líquida = Somatório das obrigações financeiras remuneradas de curto e longo prazo (empréstimos, financiamentos e debêntures), deduzido do saldo de caixa e equivalentes de caixa. Importante ressaltar que Dívida Líquida não é uma medida reconhecida pelas Práticas Contábeis Adotadas no Brasil ou pelos IFRS, não possui um significado padrão e pode não ser comparável a medidas com títulos semelhantes fornecidos por outras Companhias;

Dívida Circulante = Somatório das obrigações financeiras remuneradas de curto prazo (empréstimos, financiamentos e debêntures);

LAJIDA = LAJIDA é uma medição não contábil elaborada pela Companhia, conciliada com suas demonstrações financeiras consistindo no lucro líquido, ajustado pelos efeitos do resultado financeiro líquido, da depreciação e amortização e do imposto de renda e contribuição social. O LAJIDA não é uma medida reconhecida pelas Práticas Contábeis Adotadas no Brasil ou pelas IFRS, não possui um significado padrão e pode não ser comparável a medidas com títulos semelhantes fornecidos por outras companhias. O LAJIDA não deve ser considerado isoladamente ou como um substituto de lucro líquido ou lucro operacional, como um indicador de desempenho operacional ou fluxo de caixa ou para medir a liquidez ou a capacidade de pagamento da dívida. Em alguns contratos são estabelecidos critérios específicos de cálculo do LAJIDA, com algumas variações em relação a fórmula mencionada.

Em 31 de dezembro de 2012, algumas das cláusulas restritivas da Cemig não foram atendidas. A Companhia está em processo de obtenção do consentimento dos credores para que não seja exigido o pagamento imediato ou antecipado dos montantes devidos até 31 de dezembro de 2012.

A Companhia tem a expectativa de obtenção dos consentimentos, mas como esse fato ocorrerá em data posterior a 31 de dezembro de 2012, os contratos cujas cláusulas não foram atendidas estão reconhecidos no Passivo Circulante. O montante transferido para o Passivo Circulante em decorrência das cláusulas restritivas não atendidas foi de R$1.206.

b) Debêntures

As Debêntures de emissão das controladas e controladas em conjunto são do tipo "simples", não conversíveis em ações.

c) Emissões de notas promissórias da Cemig Distribuição

A Cemig Distribuição realizou, no dia 02 de julho de 2012, sua 5ª emissão de notas promissórias comerciais, para distribuição pública, nos termos da Instrução CVM nº 476, de 16 de janeiro de 2009, no valor total de R$640.

Foram emitidas 64 notas promissórias comerciais, com valor nominal unitário de R$10 de reais, com vencimento em 27 de junho de 2013. As Notas Promissórias são remuneradas por juros correspondentes a 104,08% da Taxa DI. As Notas Promissórias contaram com aval da Cemig.

A emissão das Notas Promissórias foi aprovada em reunião do Conselho de Administração, realizada em 5 de junho de 2012. Os recursos captados com a Oferta foram destinados ao financiamento de investimentos já realizados ou a serem realizados, pagamento de dívida(s) contraída(s) e/ou reforço do capital de giro da Emissora.

20. ENCARGOS REGULATÓRIOS

	2012	2011	01/01/2011
eserva Global de Reversão - RGR	75	59	46
uota para Conta de Consumo de Combustível - CCC	33	68	51
onta de Desenvolvimento Energético - CDE	52	45	35
mpréstimo Compulsório - Eletrobrás	1	1	1
Taxa de Fiscalização da ANEEL	5	5	4
Eficiência Energética	150	148	156
Pesquisa e Desenvolvimento	174	217	197
Pesquisa Expansão Sistema Energético	5	4	4
Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico Tecnológico	8	8	8
Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica - PROINFA	26	23	18
Encargo de Capacidade Emergencial	49	49	3
Adicional 0,30% - Lei 12.111/09	5	3	3
	583	**630**	**526**
'assivo Circulante	413	368	384
'assivo Não Circulante	170	262	142

21. OBRIGAÇÕES PÓS-EMPREGO

Fundo de Pensão Forluz

A Cemig é patrocinadora da Fundação Forluminas de Seguridade Social (“Forluz”), pessoa jurídica sem fins lucrativos, com o objetivo de propiciar aos seus associados e participantes e aos seus dependentes complementação de aposentadoria e pensão, em conformidade ao plano previdenciário a que estiverem vinculados.

As obrigações atuariais e ativos dos planos em 31 de dezembro de 2004 foram segregados entre a Cemig, Cemig Geração e Transmissão e Cemig Distribuição em função da alocação dos empregados em cada uma dessas empresas.

A Forluz disponibiliza aos seus participantes os seguintes planos de benefícios de suplementação de aposentadoria:

Plano Misto de Benefícios Previdenciários (“Plano B”) – Plano de contribuição definida na fase de acumulação de recursos para benefícios de aposentadoria por tempo normal e benefício definido para cobertura de invalidez e morte de participante ativo, bem como no recebimento dos benefícios por tempo de contribuição. A contribuição das Patrocinadoras é paritária às contribuições básicas mensais dos participantes, sendo o único plano aberto a novas adesões de participantes.

Plano Saldado de Benefícios Previdenciários (“Plano A”) – Inclui todos os participantes ativos e assistidos que optaram migrar do antigo plano de Benefício Definido, fazendo jus a um benefício proporcional saldado. No caso dos ativos, esse benefício foi diferido para a data da aposentadoria.

A Cemig, Cemig Geração e Transmissão e Cemig Distribuição mantêm ainda, de modo independente aos planos disponibilizados pela Forluz, pagamentos de parte do prêmio de seguro de vida para os aposentados e contribuem para um plano de saúde e um plano odontológico para os empregados, aposentados e dependentes, administrados pela Cemig Saúde.

Amortização das Obrigações Atuariais e Reconhecimento nas Demonstrações Contábeis

A Companhia demonstra nesta Nota Explicativa o passivo e as despesas em conexão com o Plano de Complementação de Aposentadoria, Plano de Saúde, Plano Odontológico e Seguro de Vida de acordo com os termos do Pronunciamento Técnico CPC 33 (Benefícios a empregados) e laudo preparado por atuários independentes com base em 31 de dezembro de 2012.

Foi reconhecida pela Companhia uma obrigação a pagar referente a déficits atuariais passados relacionados ao fundo de pensão no montante de R$815 em 31 de dezembro de 2012 (R$846 em 31 de dezembro de 2011). Esse valor foi reconhecido como obrigação a pagar pela Cemig, suas controladas e controladas em conjunto está sendo amortizada até junho de 2024, através de prestações mensais calculadas pelo sistema de prestações constantes (Tabela Price). Após o 3º Aditivo ao Contrato da Forluz, os valores passaram a ser reajustados apenas pelo Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA) do Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE), acrescido de 6% ao ano.

Portanto, nos casos de obrigações com aposentadorias, o passivo reconhecido no balanço patrimonial é a dívida pactuada com a Forluz para amortização das obrigações atuariais, mencionada anteriormente, tendo em vista que é superior ao

passivo líquido com fundo de pensão constante do laudo do atuário. Como essa dívida deverá ser paga mesmo em caso de superávit da Fundação, a Companhia decidiu pelo registro integral da dívida contra patrimônio líquido na data de transição, estando os impactos referentes à atualização monetária e juros registrados no resultado financeiro.

Fundo de Pensão BRASLIGHT

A Light é patrocinadora da Fundação de Seguridade Social – Braslight, entidade fechada de previdência complementar, sem fins lucrativos, cuja finalidade é garantir renda de aposentadoria aos empregados da Controladora em conjunto vinculados à Braslight e de pensão aos seus dependentes.

A Braslight foi instituída em abril de 1974, e possui quatro planos – A, B, C e D – implantados em 1975, 1984, 1998 e 2010 respectivamente, tendo o plano C recebido migração de cerca de 96% dos participantes ativos dos planos A e B.

Atualmente estão em vigor os Planos A e B do tipo Benefício Definido, C do tipo Benefício Misto e D do tipo contribuição definida.

Em 02 de outubro de 2001, a Previc (anteriormente Secretaria de Previdência Complementar – SPC) aprovou contrato para o equacionamento do déficit técnico e refinanciamento das reservas a amortizar relativamente aos planos de pensão da Braslight, integralmente registradas, e que está sendo pago em 300 parcelas mensais a partir de julho de 2001, atualizadas pela variação do IGP-DI e juros de 6,00% ao ano, totalizando R$1.071 em 31 de dezembro de 2012 (R$1.095 em 31 de dezembro de 2011), cujo efeito na Companhia é de R$348 em 31 de dezembro de 2012 (R$356 em 31 de dezembro de 2011)

O passivo e as despesas reconhecidas pela Light em conexão com o Plano de Suplementação de Aposentadoria são ajustados de acordo com os termos do Pronunciamento Técnico CPC 33 (Benefícios a empregados) e laudo preparado por atuários independentes. A avaliação atuarial foi realizada sobre a data base de 31 de dezembro de 2012.

Informações atuariais

As informações atuariais consolidadas da Controladora e das controladas Cemig Geração e Transmissão e Cemig Distribuição são conforme abaixo, sendo que nas Demonstrações Contábeis encontra-se registrado o valor adicional referente à Light, conforme mencionado acima:

	Plano de Pensão e Suplementação de Aposentadoria		Plano de Saúde	Plano Odontológico	Seguro de Vida
	FORLUZ	BRASLIGHT			
Valor Presente das Obrigações fundeadas	9.191	872	820	22	736
Valor Justo dos Ativos do Plano	(8.142)	(427)	-	-	-
Valor presente de obrigações não fundeadas	**1.049**	**445**	**820**	**22**	**736**
Ganhos (Perdas) Atuariais Não Reconhecidos	(741)	(89)	(239)	9	(200)
Passivo Líquido	**308**	**356**	**581**	**31**	**536**
Complemento referente dívida com a Forluz	507	-	-	-	-
Passivo Líquido no Balanço Patrimonial	**815**	**356**	**581**	**31**	**536**

Conforme mencionado anteriormente, a Companhia registra uma obrigação adicional correspondente à diferença entre o passivo líquido com suplementação de aposentadoria informada no laudo atuarial e a dívida pactuada com a Fundação.

A partir do exercício de 2013, em função da adoção das alterações no CPC.33 R1(Benefícios a empregados), a diferença entre o passivo líquido registrado no Balanço Patrimonial e o valor presente de obrigações não fundeadas será integralmente reconhecido em contrapartida ao Patrimônio Líquido da Companhia. Dessa forma, ocorrerá um impacto no Patrimônio Líquido em janeiro de 2013 em função dessa nova prática contábil, no montante de R$497 (líquido dos efeitos fiscais).

As mudanças no valor presente da obrigação de benefício definido são as seguintes:

	Plano de Pensão e Suplementação de Aposentadoria		Plano de Saúde	Plano Odontológico	Seguro de Vida
	FORLUZ	BRASLIGHT			
Obrigação de benefício definido em 31/12/2011	**7.254**	**733**	**626**	**18**	**540**
Custo do Serviço Corrente	8	-	11	-	6
Juros Sobre a Obrigação Atuarial	703	74	61	2	54
Perdas (Ganhos) Atuariais Reconhecidas	1.780	135	181	3	148
Benefícios pagos	(554)	(70)	(59)	(1)	(12)
Obrigação de benefício definido em 31/12/2012	**9.191**	**872**	**820**	**22**	**736**

As mudanças no valor justo dos ativos dos planos de 31 de dezembro de 2011 para 31 de dezembro de 2012, são as seguintes:

	Plano de Pensão e Suplementação de Aposentadoria	
	FORLUZ	BRASLIGHT
Valor justo dos ativos do plano em 31 de dezembro de 2011	**6.893**	**355**
Retorno real dos investimentos	1.678	105
Contribuições do Empregador	125	37
Benefícios pagos	(554)	(70)
Valor justo dos ativos do plano em 31 de dezembro de 2012	**8.142**	**427**

Os valores reconhecidos na demonstração de resultado de 2012 são como segue:

	Plano de Pensão e Suplementação de Aposentadoria		Plano de Saúde	Plano Odontológico	Seguro de Vida
	FORLUZ	BRASLIGHT			
Custo do Serviço Corrente	8	-	1	-	6
Juros Sobre a Obrigação Atuarial	703	74	1	2	54
Rendimento Esperado Sobre os Ativos do Plano	(735)	(37)	-	-	-
Perdas (Ganhos) Atuariais Reconhecidas	-	-	-	(1)	1
Despesa em 2012 conforme laudo atuarial	**(24)**	**37**	**2**	**1**	**61**
Ajuste referente dívida com a Forluz	117	-	-	-	-
Despesa em 2012	**93**	**37**	**2**	**1**	**61**

As movimentações ocorridas no passivo líquido são as seguintes:

	Planos de Pensão e Suplementação de Aposentadoria		Plano de Saúde	Plano Odontológico	Seguro de Vida	Total
	FORLUZ	BRASLIGHT				
Passivo Líquido em 31 de dezembro de 2010	868	265	554	30	444	2.161
Despesa Reconhecida no Resultado	106	57	69	1	53	286
Contribuições Pagas	(127)	(31)	(56)	-	(10)	(224)
Aquisição de Participação Acionária na Light	-	65		-		65
Passivo Líquido em 31 de dezembro de 2011	**847**	**356**	**567**	**31**	**487**	**2.228**
Despesa Reconhecida no Resultado	93	37	72	1	61	264
Contribuições Pagas	(125)	(37)	(58)	(1)	(13)	(234)
Passivo Líquido em 31 de dezembro de 2012	**815**	**356**	**581**	**31**	**535**	**2.318**
Passivo Circulante						**89**
Passivo Não Circulante						**2.229**

As despesas com fundo de pensão são registradas no resultado financeiro por representarem os juros e variação monetária incidentes sobre a dívida com a Forluz, conforme mencionado anteriormente nesta nota. As despesas com planos de saúde, odontológico e seguro de vida são registradas como outras despesas operacionais.

A estimativa do atuário externo para a despesa a ser reconhecida para o exercício de 2013 é como segue:

	Planos de Pensão e Suplementação de Aposentadoria		Plano de Saúde	Plano Odontológico	Seguro de Vida
	FORLUZ	BRASLIGHT			
Custo do Serviço Corrente	11	-	17	-	8
Juros Sobre a Obrigação Atuarial	806	69	72	2	68
Rendimento Esperado Sobre os Ativos do Plano	(717)	(34)	-	-	-
Despesa em 2013	**100**	**35**	**89**	**2**	**76**

A estimativa do atuário externo para pagamento de benefícios para o exercício de 2013 é como segue:

	Planos de Pensão e Suplementação de Aposentadoria Forluz	Plano de Saúde	Plano Odontológico	Seguro de Vida
Estimativa de pagamento de benefícios	567	51	1	17

A Companhia e suas controladas Cemig Geração e Transmissão e Cemig Distribuição tem a expectativa de efetuar contribuições para o fundo de pensão no exercício de 2013 no montante de R$135 e R$75 para o plano de Contribuição Definida.

A Light tem a expectativa de efetuar contribuições para o fundo de pensão no exercício de 2013 no montante de R$115 (cota parte da Cemig R$37).

As principais categorias de ativos do plano, como porcentagem do total de ativos do plano, são as seguintes:

	Cemig, Cemig GT e Cemig D		BRASLIGHT	
	2012	2011	2012	2011
Ações de empresas brasileiras	0,08%	0,11%	15,23%	13,07%
Títulos de Renda Fixa	85,63%	83,69%	73,32%	74,86%
Imóveis	3,77%	3,78%	11,23%	4,98%
Outros	10,52%	12,42%	0,22%	7,09%
	100,00%	**100,00%**	**100,00%**	**100,00%**

Os ativos do Plano de Pensão incluem os seguintes ativos, avaliados pelo valor justo, da Cemig e da Light:

	2012	2011
Debêntures não conversíveis emitidas pela Patrocinadora	464	367
Ações emitidas pela Patrocinadora	10	12
Imóveis da Fundação ocupados pelas Patrocinadoras	201	192
	675	**571**

As principais premissas atuariais em 31 de dezembro de 2012 e 2011 são conforme segue:

	Cemig, Cemig GT e Cemig D		BRASLIGHT	
	2012	2011	2012	2011
Taxa anual de desconto para valor presente da obrigação atuarial	9,05% a 10,07%	10,07%	8,26%	10,56%
Taxa anual de rendimento esperado sobre os ativos do plano	9,05% a	10,98%	12,38%	10,96%
Taxa anual de inflação de longo prazo	5,20%	4,30%	4,50%	4,50%
Índice anual estimado de aumentos salariais futuros	7,31%	6,39%	7,01%	6,59%
Tábua biométrica de mortalidade geral	AT-2000	AT-2000	AT-83	AT-83
Tábua biométrica de entrada de invalidez	Light média	Light média	Light forte	Light forte
Tábua biométrica de mortalidade de inválidos	IAPB-57	IAPB-57	IAPB-57	IAPB-57

22. PROVISÕES

A Companhia e suas controladas e controladas em conjunto são partes em processos judiciais e administrativos, perante vários tribunais e órgãos governamentais, oriundos do curso normal de suas operações, envolvendo questões trabalhistas, cíveis, tributárias, ambientais, regulatórias e outros assuntos.

Ações em que a Companhia é devedora

A Companhia e suas controladas e controladas em conjunto constituíram Provisões para as ações cuja expectativa de perda é considerada provável, baseada na sua avaliação e de seus assessores legais, para as quais será necessária uma saída de recursos financeiros para liquidar a obrigação, conforme segue:

	Saldo em 01/01/2011	Saldo em 2011	Adições	Atualizações	Reversões	Liquidações	AAumento (Redução) de % participação	Saldo em 2012
Trabalhistas	115	135	26	-	(19)	(17)	-	125
Cíveis								
Relações de Consumo	71	84	7	-	(21)	(4)	-	66
Outras ações cíveis	56	65	84	4	(31)	(27)	-	95
	126	149	91	4	(52)	(31)	-	161
Tributárias	88	118	8	4	(4)	(3)	1	124
Ambientais	4	57	1	-	(41)	(12)	-	5
Regulatórias	27	78	446	-	(27)	(457)	-	40
Outras	10	12	7	1	(2)	(5)	-	13
Total	**371**	**549**	**79**	**9**	**(145)**	**(525)**	**1**	**468**

A Administração da Companhia, tendo em vista os prazos e a dinâmica dos sitemas judiciário, tributário e regulatório, acredita não ser praticável fornecer informações úteis aos usuários destas Demonstrações Contábeis a respeito do momento de eventuais saídas de caixa, bem como de qualquer possibilidade de reembolsos. Adicionalmente, a Administração da Companhia acredita que eventuais desembolsos, em excesso aos montantes provisionados, após o desfecho dos respectivos processos, não afetarão, de forma relevante, o resultado das operações e a posição financeira da Companhia.

Os detalhes sobre as, principais, provisões e passivos contingentes são como segue, sendo esta a melhor expectativa dos desembolsos futuros para estas contingências:

Provisões constituídas para processos com expectativa de perda provável e passivos contingentes vinculados, relativos aos processos com expectativa de perda possível.

Trabalhistas

A Companhia e suas controladas e controladas em conjunto são partes em diversas ações movidas por nossos empregados e profissionais terceirizados. Essas ações são relativas, de modo geral, às horas extras e ao adicional de periculosidade. Além dessas ações, há outras ações relativas à terceirização de mão de obra, complementação e recálculo de pensões de aposentadorias pela Forluz e ajustes salariais. O valor da contingência é de, aproximadamente, R$537, dos quais R$125 foram provisionados, sendo este o valor provável a ser desembolsado pela Companhia nestas ações no futuro.

Relações de Consumo

A Companhia e suas controladas e controladas em conjunto são partes em diversas ações cíveis relativas à indenizações por danos morais e materiais decorrentes, principalmente, de acidentes envolvendo a rede elétrica de distribuição, irregularidades na medição do consumo e cobranças indevidas durante o curso normal dos negócios, no montante de R$155, dos quais R$65 foram provisionados, sendo este o valor provável a ser desembolsado pela Companhia nestas ações no futuro.

Outras Ações Cíveis

A Companhia e suas controladas e controladas em conjunto são partes em diversas ações cíveis onde são requeridas indenizações por danos morais e materiais, entre outros, decorrentes de incidentes ocorridos durante o curso normal dos negócios, no montante de R$172, dos quais R$95 foram provisionados, sendo este o valor provável a ser desembolsado pela Companhia nestas ações no futuro.

Tributárias

A Companhia e suas controladas e controladas em conjunto são partes em diversos processos administrativos e judiciais relativos a tributos, onde são discutidos, dentre outros, assuntos relativos ao Imposto sobre a Propriedade Territorial Urbana – IPTU, ao Programa de Integração Social – PIS, a Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social – COFINS, ao Imposto de Renda Pessoa Jurídica – IRPJ, à Contribuição Social sobre o Lucro Líquido – CSLL e aos embargos à execução fiscal. O valor da contingência é de, aproximadamente, R$215, dos quais R$40 foram provisionados.

Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços (ICMS)

A Light é parte em processos onde são discutidos o ICMS, sendo os principais:

(i) autos de infração lavrados para cobrar ICMS, Fundo Estadual de Combate à Pobreza – FECP e multa (períodos de janeiro de 1999 a dezembro de 2003 e janeiro de 2006 a dezembro de 2010) pelo não recolhimento destes tributos diferidos em operações anteriores às distribuição de energia elétrica, ou seja, em operação realizada entre geradora e distribuidora, em razão da ocorrência de perdas comerciais;

(ii) auto de infração para cobrar ICMS em razão da utilização pela controlada Light SESA de créditos acumulados de ICMS da Rheem Embalagens Ltda para aquisição de insumos e matérias primas dentro do Estado do Rio de Janeiro;

(iii) autos de infração lavrados para cobrança de ICMS incidentes sobre os valores da subvenção econômica direcionada aos consumidores de energia classificados como baixa renda, oriundos do Fundo de Reserva Global de Reversão;

(iv) a aplicabilidade da Lei Estadual nº 3.188/99, que restringiu a forma de apropriação dos créditos de ICMS incidentes nas aquisições de bens destinados ao ativo imobilizado, exigindo que o creditamento fosse feito em parcelas, enquanto que tal restrição não era prevista na Lei Complementar nº 87/96.

O valor da contingência, correspondente à participação da Companhia no capital da Light, é de, aproximadamente, R$537, dos quais R$37 foram provisionados, sendo este o valor provável a ser desembolsado pela Companhia nestes processos no futuro.

A Gasmig é parte em ações relativas a créditos de ICMS sobre aquisição de ativo imobilizado utilizado na rede e a incidência do ICMS sobre a base de cálculo do PIS/COFINS. O valor da contingência, correspondente à participação da Companhia no capital da Gasmig, é de, aproximadamente, R$40, dos quais R$22 foram provisionados.

A Companhia é parte em diversas ações relativas ao ICMS e, caso venha a ter que recolher o tributo incidente sobre essas transações, poderá requerer o ressarcimento junto aos consumidores para recuperar o valor do tributo acrescido de eventual multa, sendo as principais:

(i) o não recolhimento do ICMS incidente sobre as parcelas que compõem a TUSD e a demanda contratada e não utilizada que foram faturadas no período de janeiro de 2005 a dezembro de 2010, visto que o valor do imposto incidente foi excluído das contas de energia elétrica, em cumprimento à Liminar concedida;

(ii) a Secretaria de Estado da Fazenda de Minas Gerais ajuizou diversos processos administrativos e judiciais cobrando o ICMS sobre a transferência de excedente de energia elétrica no período de racionamento de energia.

Nenhuma provisão foi constituída e o valor, estimado, da contingência é de R$390. Em função de acordo com o Governo do Estado de Minas Gerais envolvendo as ações judiciais de ICMS, as ações onde a Companhia era parte devedora ou credora estão em processo de extinção.

O Instituto Mineiro de Defesa do Consumidor (IMIDEC) ajuizou Ação Civil Coletiva contra a Companhia, onde questiona a cobrança do ICMS sobre o total da fatura e não somente com incidência sobre o serviço prestado. Com base na avaliação realizada pelos nossos assessores jurídicos, de que o mérito da discussão já foi objeto de manifestação pelo STF, a probabilidade de perda foi reavaliada de possível para remota.

Contribuições Previdenciárias

A Receita Federal do Brasil instaurou processos administrativos contra a Companhia, relativamente às contribuições previdenciárias sobre diversas rubricas: participação nos lucros e resultados, programa de alimentação do trabalhador (PAT), auxílio-educação, pagamentos de hora extra, exposição a risco no ambiente de trabalho, Sest/Senat, multa por descumprimento de obrigação acessória. A Companhia apresentou as defesas e aguarda julgamento. O valor da contingência é de, aproximadamente, R$924, dos quais R$1 foram provisionados sendo este o valor provável a ser desembolsado pela Companhia nestes processos no futuro.

FINSOCIAL

A União Federal ajuizou ação rescisória contra a Companhia, com o objetivo de rescindir o acórdão proferido na ação rescisória ajuizada, anteriormente, pela Companhia, onde se discute o FINSOCIAL, com o argumento de que a ação ajuizada foi protocolada após o prazo decadencial de dois anos. O valor, estimado, da contingência é de R$99, dos quais R$22 foram provisionados.

<u>Ambientais</u>

A Companhia e suas controladas e controladas em conjunto estão envolvidas em assuntos ambientais, os quais se referem a áreas protegidas, licenças ambientais, recuperação de danos ambientais e outros, no montante de R$1.689, dos quais R$5 foram provisionados, sendo este o valor provável a ser desembolsado pela Companhia,
dentre os quais destacamos:

Determinada associação do meio ambiente requereu, através de ação civil pública, indenização por suposto dano ambiental coletivo em função da construção e operação da usina hidrelétrica de Nova Ponte. O valor envolvido na ação é de

R$1.582. A Companhia acredita ter argumentos de mérito para defesa judicial e, portanto, não constituiu provisão para estas ações.

O Ministério Público do Estado de Minas Gerais ajuizou ações civis públicas requerendo que a Companhia invista, no mínimo, 0,5% da receita operacional bruta anual, desde 1997, na proteção e na preservação ambiental dos mananciais hídricos dos municípios onde estão localizadas as usinas da Cemig, e indenização proporcional aos danos ambientais causados, que não possam ser recuperados, decorrentes da omissão no cumprimento da Lei do Estado de Minas Gerais nº 12.503/97. A Companhia interpôs recursos para o Superior Tribunal de Justiça (STJ) e para o Supremo Tribunal Federal (STF). Nenhuma provisão foi constituída e o valor da contingência é de R$94.

Regulatórias

A Companhia e suas controladas e controladas em conjunto são partes em diversos processos administrativos e judiciais onde são questionadas, principalmente:

(i) os encargos tarifários cobrados nas faturas relativas ao uso do sistema de distribuição por auto-produtor;

(ii) a violação de metas de indicadores de continuidade na prestação do serviço de fornecimento de energia elétrica;

(iii) a majoração tarifária ocorrida durante o plano de estabilização econômica do Governo Federal denominado "Plano Cruzado", em 1986.

O valor da contingência é de, aproximadamente, R$133, dos quais R$41 foram provisionados.

Conta de Resultados a Compensar (CRC)

a) Demanda Judicial

Anteriormente a 1993, era garantida às concessionárias de energia elétrica uma taxa de retorno sobre investimentos em ativos utilizados na prestação de serviços vinculados à concessão. As tarifas cobradas eram uniformes em todo o país e os lucros gerados pelas concessionárias mais lucrativas realocados às concessionárias menos lucrativas, de forma que a taxa de retorno de todas as companhias fosse igual à média nacional. Os *déficits* eram contabilizados na CRC de cada concessionária. Quando a CRC e o conceito de retorno garantido foram abolidos, a Companhia utilizou os saldos positivos para compensar as responsabilidades com o Governo Federal.

A Aneel instaurou processo administrativo contra a Companhia, contestando crédito relativo aos referidos saldos positivos. Em 31 de outubro de 2002, a Aneel proferiu decisão administrativa final. Em 9 de janeiro de 2004, a Secretaria do Tesouro Nacional expediu Ofício para a Cemig cobrando o valor de R$516. A Companhia não efetuou o pagamento, por acreditar ter argumentos de mérito para a defesa judicial, e impetrou mandado de segurança para suspender a sua inclusão no Cadastro Informativo de Créditos Não Quitados do Setor Público (Cadin). Embora o mandado tenha sido indeferido em primeira instância, foi interposto recurso ao Tribunal Federal da Primeira Região que concedeu medida liminar suspendendo a inclusão no Cadin.

O valor da contingência em 31 de dezembro de 2011 era de R$1.015 e nenhuma provisão havia sido constituída.

b) Negociação para quitação antecipada da CRC

Em 20 de novembro de 2012, o Governo do Estado de Minas Gerais e a Companhia celebraram um Termo de Compromisso, que teve por finalidade viabilizar a antecipação do pagamento integral das obrigações decorrentes do Contrato CRC. Ao valor atualizado do saldo devedor foi aplicado um desconto de aproximadamente 35% para depósito à vista pelo Estado de Minas Gerais na conta da Companhia. Mais detalhes na Nota Explicativa nº 12 – Contas a Receber do Governo do Estado de Minas Gerais e Fundo de Investimentos em Direitos Creditórios.

Do valor recebido pela Companhia, o Estado reteve e repassou à União o valor de R$403, referente ao Termo de Conciliação firmado para por fim à demanda judicial existente entre a Cemig e a União relacionada à extinta Conta CRC. Em decorrência desta retenção, a Companhia registrou uma despesa pelo mesmo valor em dezembro de 2012.

Outros Processos no Curso Normal dos Negócios

Adicionalmente às questões descritas acima, a Companhia está envolvida, como impetrante ou ré, em outros litígios, de menor relevância, relacionados ao curso normal de suas operações, no montante estimado de R$88, dos quais R$14 foram provisionados. A Administração acredita que possui defesa adequada para estes litígios e não são esperadas perdas relevantes, relacionadas a estas questões, que possam ter efeito adverso na posição financeira e no resultado das operações da Companhia.

Passivos contingentes, cuja expectativa de perda é considerada possível e a Companhia acredita ter argumentos de mérito para a defesa judicial

Impostos e Demais Contribuições

A Companhia é parte em diversos processos administrativos e judiciais relativos a tributos. Os detalhes das principais discussões são como segue:

Indenização do Anuênio

A Companhia pagou uma indenização aos empregados, no exercício de 2006, no montante de R$178, em troca do direito referente aos anuênios futuros que seriam incorporados aos salários. A Companhia não efetuou os recolhimentos de Imposto de Renda e Contribuição Previdenciária sobre este valor por considerar que essas obrigações não são incidentes sobre verbas indenizatórias. Entretanto, para evitar o risco de uma eventual multa no futuro, em função de uma interpretação divergente da Receita Federal e INSS, a Companhia impetrou mandados de segurança que permitiram o depósito judicial no valor de R$122, registrado na conta de Depósitos Vinculados a Litígios. O valor da contingência, atualizado, é de R$204.

Participação nos Lucros e Resultados (PLR)

O INSS instaurou processo administrativo contra a Companhia, em 2006, em função do não recolhimento das contribuições previdenciárias sobre os valores pagos aos empregados a título de participação nos lucros e resultados no período de 2000 a 2004, devido ao fato da fiscalização ter entendido que a Companhia não teria atendido aos requisitos descritos na Lei 10.101 de 2000. Em 2007, foi impetrado mandado de segurança buscando obter declaração de que tais pagamentos de participação nos lucros e resultados não estavam sujeitos ao pagamento da contribuição à seguridade social. A Companhia recebeu sentença, parcialmente, favorável em 2008, da qual recorreu e está aguardando decisão em segunda instância. Em 31 de dezembro de 2011 o valor da contingência era de, aproximadamente, R$141. Em 31 de dezembro de 2012, o valor foi reavaliado por nossos assessores jurídicos para R$0,5, em decorrência de ter sido considerada como a melhor estimativa possível o valor atualizado do depósito judicial realizado, que é representativo das contribuições previdenciárias sobre as parcelas de PLR pagas.

Não homologação da Compensação de Créditos Tributários

A Receita Federal do Brasil não homologou a declaração de compensação de créditos decorrentes de pagamento indevido, ou a maior, pela Companhia, relativa a diversos processos administrativos tributários quanto à discussão sobre compensação de tributos federais. O valor da contingência é de R$397.

Declarações de Informações Econômico-Fiscais da Pessoa Jurídica (DIPJ) – restituição e compensação

A Companhia era parte em processo administrativo que envolvia pedidos de restituição e compensação de créditos decorrentes de saldos negativos apontados nas DIPJ's dos anos calendário de 1997 a 2000, além de pagamentos a maior, identificados pelos DARF's e DCTF's correspondentes. Em função do esgotamento recursal na via administrativa foi proposta ação ordinária, no valor aproximado, de R$337.

PIS/COFINS

A Cemig foi autuada por recolhimento a menor de PIS/COFINS em razão de exclusões indevidas de despesas financeiras da base de cálculo das contribuições. Apesar de a Companhia ter recolhido PIS/COFINS sobre receitas financeiras, a Secretaria da Receita Federal entende que esse recolhimento se deu a menor. O valor da contingência era de R$81 em 31 de dezembro de 2011. Em 31 de dezembro de 2012, a probabilidade de perda foi reavaliada para remota, tendo em vista que o Supremo Tribunal Federal (STF) se pronunciou pela observância do princípio da anterioridade nos casos em que a alteração de lei implique em gravame ao contribuinte.

A Companhia é ré em diversos processos judiciais, nos quais os autores exigem a suspensão da cobrança de PIS/COFINS, por considerarem ilegal a sua incidência nas faturas de energia elétrica. O valor da contingência é de R$41. Em 31 de dezembro de 2012, a probabilidade de perda foi reavaliada para remota, em face de julgamento que reconheceu a legitimidade do repasse dessas contribuições nas faturas de energia elétrica.

Contingências Fiscais da Light SESA

As contingências fiscais com probabilidade de perda considerada possível pela Light SESA correspondem a:

(i) IRRF sobre valores pagos pela Light SESA a título de dividendos, ao argumento de que os mesmos decorreriam de lucro inexistente;

(ii) exigência do IRPJ e da CSLL sobre os lucros auferidos pela *LIR Energy Limited* (LIR) e *Light Overseas Investment Limited* (LOI) desde 1996;

(iii) multa pelo suposto descumprimento de obrigação acessória relacionada à entrega dos arquivos eletrônicos referentes aos anos-calendário de 2003 a 2005;

(iv) Taxa de Fiscalização de Ocupação e de Permanência em Áreas, em Vias e em Logradouros Públicos (TFOP), lançada pela Prefeitura Municipal de Barra Mansa;

(v) glosa de compensação efetuada para fins de quitação de débitos de COFINS, sendo que o processo foi encerrado em definitivo, favoravelmente, à Companhia.

Essas causas somam R$503, valor correspondente a participação da Cemig no capital da Light.

Questões Regulatórias

Contribuição para Iluminação Pública (CIP)

A Companhia é parte em diversos processos judiciais, cujo objeto é a declaração de nulidade da cláusula dos Contratos de Fornecimento de Energia Elétrica para iluminação pública, firmados entre a Companhia e os diversos municípios de sua área de concessão e a restituição da diferença dos valores cobrados nos últimos 20 anos, caso seja reconhecido em juízo que tal cobrança é indevida. As ações se fundamentam em suposto equívoco da Companhia na estimativa de tempo utilizada para o cálculo do consumo de energia elétrica para iluminação pública, custeado pela CIP. A Companhia acredita ter argumentos de mérito para defesa judicial e, portanto, não constituiu provisão para esta ação, estimada, em R$1.163.

Contabilização de operações com venda de energia pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE)

A AES Sul Distribuidora questiona, judicialmente, desde agosto de 2002, os critérios de contabilização das operações com venda de energia no Mercado Atacadista de Energia (MAE), durante o período do racionamento, e obteve decisão judicial liminar favorável, em fevereiro de 2006, em que é determinado que a ANEEL atendesse ao pleito da Distribuidora e proceda, com a CCEE, a recontabilização e liquidação das operações durante o racionamento, desconsiderando o seu Despacho nº 288 de 2002. Tal medida deveria ser efetivada na CCEE, a partir de novembro de 2008, e implicaria um desembolso adicional para a Companhia, referente à despesa com compra de energia no mercado de curto prazo, com a CCEE, no valor aproximado de R$135. A Companhia obteve em 09 de novembro de 2008, junto ao Tribunal Regional Federal, liminar suspendendo a obrigatoriedade de se depositar o valor devido, em decorrência da Liquidação Financeira Especial efetivada pela CCEE.

A Companhia classificou a possibilidade de perda como possível em decorrência de se tratar de ação única, sem similar já julgada, bem como se tratar de Acordo Geral do Setor Elétrico, no qual a Companhia possui documentação hábil para suas alegações.

Majoração tarifária

Exclusão de Consumidores Inscritos como Baixa Renda

O Ministério Público Federal impetrou Ação Civil Pública contra a Companhia e a ANEEL, objetivando evitar a exclusão de consumidores do enquadramento da Subclasse Tarifa Residencial de Baixa Renda, requerendo a condenação da Companhia ao pagamento em dobro da quantia paga em excesso pelos consumidores. O pedido foi julgado procedente, contudo, a Companhia e a ANEEL interpuseram recurso de apelação contra esta decisão e aguardam julgamento. O valor da contingência é de, aproximadamente, R$133. A Companhia classificou a possibilidade de perda como possível em decorrência de decisões favoráveis sobre este tema.

Reajuste Tarifário Periódico – Neutralidade da Parcela A

A Associação Municipal de Proteção ao Consumidor e ao Meio Ambiente (AMPROCOM) impetrou ação civil pública contra a Companhia e a ANEEL, objetivando a identificação de todos os consumidores que teriam sido lesados nos processos de revisão periódica e reajuste anual de energia elétrica, no período de 2002 a 2009, e a restituição, através de crédito nas faturas de energia elétrica, dos valores que lhes foram indevidamente cobrados, em razão da não desconsideração do impacto de variações futuras de demanda de consumo de energia em componentes de custo não gerenciáveis (Parcela A) e a incorporação indevida desses ganhos nos custos gerenciáveis da distribuidora (Parcela B), provocando o desequilíbrio econômico-financeiro do contrato. O valor, estimado, da contingência é de R$158.

Ação em que a Companhia é credora e com provável entrada de benefícios econômicos

PASEP e COFINS - Ampliação da base de cálculo

A Controladora questiona, judicialmente, a ampliação da base de cálculo do PASEP e COFINS sobre a Receita Financeira e Outras Receitas não Operacionais, no período de 1999 a janeiro de 2004, por meio da Lei n.º 9.718, de 27 de novembro de 1998. Em caso de conclusão favorável na última instância da esfera judicial (trânsito julgado), ressaltando-se que o Supremo Tribunal Federal tem julgado processos similares favoravelmente ao contribuinte, o ganho a ser registrado no Resultado, será de R$202, líquido de Imposto de Renda e Contribuição Social.

23. PATRIMÔNIO LÍQUIDO E REMUNERAÇÃO AOS ACIONISTAS

(a) Capital Social

As ações do Capital Social, com valor nominal de R$5,00 e totalmente integralizadas estão assim distribuídas:

Acionistas	Quantidade de Ações em 31 de dezembro de 2012					
	Ordinárias	%	Preferenciais	%	Total	%
Estado de Minas Gerais	189.991.615	51	-	-	189.991.615	22
Outras Entidades do Estado	50.246	-	8.821.839	2	8.872.085	1
AGC Energia S.A.	122.901.990	33	-	-	122.901.990	14
Outros						
No País	49.999.792	13	159.644.811	33	209.644.603	25
No Exterior	9.893.442	3	311.714.493	65	321.607.935	38
Total	**372.837.085**	**100**	**480.181.143**	**100**	**853.018.228**	**100**

Acionistas	Quantidade de Ações em 31 de dezembro de 2011					
	Ordinárias	%	Preferenciais	%	Total	%
Estado de Minas Gerais	151.993.292	51	-	-	151.993.292	22
Outras Entidades do Estado	40.197	-	7.057.472	2	7.097.669	1
AGC Energia S.A.	98.321.592	33	-	-	98.321.592	14
Outros						
No País	35.420.497	12	73.185.353	19	108.605.850	16
No Exterior	12.494.090	4	303.902.089	79	316.396.179	47
Total	**298.269.668**	**100**	**384.144.914**	**100**	**682.414.582**	**100**

Acionistas	Quantidade de Ações em 1 de janeiro de 2011					
	Ordinárias	%	Preferenciais	%	Total	%
Estado de Minas Gerais	151.993.292	51	-	-	151.993.292	22
Outras Entidades do Estado	40.197	-	7.057.472	2	7.097.669	1
AGC Energia S.A.	98.321.592	33	-	-	98.321.592	14
Outros						
No País	35.084.145	12	88.391.812	23	123.475.957	18
No Exterior	12.830.442	4	288.695.630	75	301.526.072	45
Total	**298.269.668**	**100**	**384.144.914**	**100**	**682.414.582**	**100**

Lucro por ação

Em decorrência do aumento de capital com emissão de 170.603.646 novas ações, sem uma correspondente alteração nos recursos da Companhia, conforme mencionado a seguir, o lucro por ação está apresentado, retrospectivamente, considerando a nova quantidade de ações do capital da Companhia. Desta forma, considerando que cada classe de ação participa igualmente dos lucros apresentados, os lucros por ação, básico e diluído, em 2012, 2011 e 2010, são de R$5,01, R$2,83 e R$2,65, respectivamente.

O número de ações utilizado no cálculo do lucro básico e diluído por ação é como segue:

Quantidade de ações	2012	2011
Ações ordinárias	372.837.085	372.837.085
Ações preferenciais	480.181.143	480.181.143
	853.018.228	**853.018.228**
Ações em Tesouraria	(363.650)	(363.650)
Total	**852.654.578**	**852.654.578**

Acordo de Acionistas

Em 01 de agosto de 2011, o Governo do Estado de Minas Gerais assinou com a AGC Energia S.A. um Acordo de Acionistas, com interveniência e anuência do BNDES Participações S.A. com vigência de quinze anos. O acordo mantém o Estado de Minas Gerais como controlador hegemônico, isolado e soberano da Companhia e atribui à AGC Energia algumas prerrogativas com a finalidade de contribuir para a continuidade do crescimento sustentável da Companhia, dentre outras disposições.

Devolução de adiantamento para futuro aumento de capital

O Estado de Minas Gerais efetuou aportes na Companhia nos anos de 1995, 1996 e 1998 destinados a Futuro Aumento de Capital ("AFAC"), no montante histórico de R$27. Em 2011, a Secretaria de Estado da Fazenda solicitou a devolução dos valores desses AFACs, devidamente corrigidos, uma vez que até o ano mencionado os recursos não haviam sido utilizados para integralização de ações em aumento de capital.

Em atendimento a essa solicitação, o Conselho de Administração, em 27 de dezembro de 2011, deliberou pela devolução do AFAC ao Estado de Minas Gerais, no valor de R$93, correspondendo ao valor histórico de R$27, corrigido pela variação do IGP-M (Índice Geral de Preços do Mercado) no período, sendo a despesa financeira correspondente à atualização do AFAC, no valor de R$66, registrada no exercício de 2011.

Aumento do Capital Social aprovado na Assembleia Geral ordinária em abril de 2012

Em 27 de abril de 2012, Assembleia Geral aprovou o aumento do Capital Social da Cemig de R$3.412 para R$4.265 com emissão de 170.603.646 novas ações, mediante a capitalização de R$822 do saldo da Reserva de Retenção de Lucros e R$31 provenientes da incorporação das parcelas do Contrato de Cessão de Crédito do saldo remanescente da CRC, distribuindo-se aos acionistas, em consequência, uma bonificação de 25% em ações novas, da mesma espécie das antigas e do valor nominal de R$5,00.

(b) Reservas

A composição das contas Reservas de Capital e Reservas de Lucros é demonstrada como segue:

	2012	2011	01/01/2011
Reservas de Capital			
Remuneração das Imobilizações em Curso – Capital Próprio	1.313	1.313	1.313
Doações e Subvenções para Investimentos	2.573	2.573	2.573
Ágio na Emissão de Ações	69	69	69
Ações em Tesouraria	(1)	(1)	(1)
	3.954	**3.954**	**3.954**

A Reserva de Remuneração das Imobilizações em Curso – Capital Próprio refere-se aos juros sobre o capital próprio utilizados na construção de bens e instalações, sendo registrada no Imobilizado em contrapartida ao Patrimônio Líquido. A partir do exercício de 1999, a Cemig decidiu não mais constituir esta Reserva.

A Reserva de Doações e Subvenções para investimentos refere-se basicamente a compensação pelo Governo Federal, da diferença entre a lucratividade obtida pela Cemig até março de 1993 e o retorno mínimo garantido pela legislação vigente á época. Os recursos foram utilizados na amortização de diversas obrigações com o Governo Federal e o saldo remanescente originou o contrato da CRC.

As Ações em Tesouraria referem-se ao repasse pelo FINOR, de ações oriundas dos recursos aplicados nos projetos da Cemig na área da SUDENE, em função de incentivo fiscal.

	2012	2011	01/01/2011
Reservas de Lucros			
Reserva Legal	853	683	573
Reserva Estatutária	1.304	1.141	1.435
Reserva de Retenção de Lucros	71	1.383	799
Proposta de Distribuição de Dividendos Adicionais	628	86	67
	2.856	**3.293**	**2.874**

Reserva Estatutária

A Reserva Estatutária destina-se ao pagamento futuro de dividendos extraordinários, conforme artigo 28 do Estatuto Social.

Reserva de Retenção de Lucros

As Reservas de Retenção de Lucros referem-se, substancialmente, aos lucros não distribuídos em exercícios anteriores para garantir a execução do Programa de Investimentos da Companhia, sendo as retenções suportadas pelos orçamentos de capital aprovados pelo Conselho de Administração nos períodos em referência. As principais aquisições em função da retenção de recursos mencionada estão apresentadas em mais detalhes na Nota Explicativa nº 14 das Demonstrações Contábeis Consolidadas.

Reserva Legal

A Companhia utilizou 4,12% (limite legal de 5,00%) do lucro líquido apurado no exercício de 2012, no valor de R$171, para constituição de Reserva Legal, tendo em vista o saldo da Reserva Legal com essa constituição ter alcançado o limite de 20% do Capital Social, conforme estabelecido pelo Art. 193 da Lei 6.404 – Lei das Sociedades por Ações.

(c) Dividendos

Dividendos ordinários

Do Lucro Líquido do Exercício, 50,00% devem ser utilizados para distribuição como dividendo obrigatório aos acionistas da Companhia, conforme previsto no Estatuto Social da Companhia.

As ações preferenciais gozam de preferência na hipótese de reembolso de capital e participam dos lucros em igualdade de condições com as ações ordinárias. As ações preferenciais têm direito a um dividendo mínimo anual igual ao maior valor entre 10% sobre o seu valor nominal e 3% do valor do Patrimônio Líquido das ações.

As ações do Capital Social da Cemig, de propriedade de particulares, têm, estatutariamente, assegurado o direito a dividendos mínimos de 6% ao ano sobre o valor nominal de suas ações, nos exercícios em que a Cemig não obtiver lucros suficientes para pagar dividendos a seus acionistas, garantia esta dada pelo Estado de Minas Gerais, nos termos do artigo 9º da Lei Estadual nº 828, de 14 de dezembro de 1951, e do artigo 1º da Lei Estadual nº 8.796, de 29 de abril de 1985.

Uma vez que os acionistas das ações preferenciais e ordinários possuem diferentes dividendos, direito a voto e liquidação, os lucros básicos por ação foram calculados pelo método de "duas classes". O método de "duas classes" é uma fórmula de alocação que determina o lucro por ação para as ações preferenciais e ordinárias de acordo com os dividendos a serem pagos, conforme exigido pela Companhia de estatutos e os direitos de participação nos lucros não distribuídos.

De acordo com o Estatuto Social da Companhia, caso a Companhia é capaz de pagar dividendos acima do mínimo obrigatório exigido para os acionistas preferenciais e o restante do lucro líquido é suficiente para oferecer dividendos iguais para ambas as ações ordinárias e preferenciais, então os dividendos por ação será o mesmo para ambos os detentores de ações ordinárias e preferenciais. A Companhia distribuiu dividendos iguais por ação para todos os períodos apresentados.

Os dividendos declarados serão pagos em 2 (duas) parcelas iguais, a primeira até 30 de junho e a segunda até 30 de dezembro do ano subsequente à geração do lucro, cabendo à Diretoria, observados estes prazos, determinar os locais e processos de pagamento.

O cálculo dos dividendos propostos para distribuição aos acionistas em função do resultado do exercício de 2012 está demonstrado a seguir:

Cálculo dos Dividendos Mínimos Estatutários das Ações Preferenciais	**2012**
Valor Nominal das Ações Preferenciais	2.399
Percentual sobre o Valor Nominal das Ações Preferenciais	10,00%
Valor dos Dividendos de acordo com o 1º critério de pagamento	240
Valor do Patrimônio Líquido	12.044
Percentual das Ações Preferenciais sobre o Patrimônio Líquido (liquido de ações em tesouraria)	56,27%
Participação das Ações Preferenciais no Patrimônio Líquido	6.777
Percentual sobre o Valor do Patrimônio Líquido das Ações	3,00%
Valor dos Dividendos de acordo com o 2º critério de pagamento	203
Dividendos Estatutários Mínimos Obrigatórios das Ações Preferenciais	240
Dividendos Obrigatórios	
Resultado do Exercício	4.272
Dividendo Obrigatório – 50,00% do lucro líquido	2.136
Dividendos Propostos	
Juros sobre o Capital Próprio	1.700
Dividendos ordinários	590
	2.290
Imposto de Renda Retido na Fonte sobre os Juros sobre o Capital Próprio	(154)
	2.136
Total do Dividendo para Ações Preferenciais	1.202
Total do Dividendo para Ações Ordinárias	934

Dividendos por valor unitário – R$	
Dividendos Mínimos Estatutários para as Ações Preferenciais	0,50
Dividendo Obrigatório	2,68
Dividendos Propostos (líquido do Imposto de Renda na Fonte sobre JSCP)	2,68

A Companhia declarou em dezembro de 2012 o pagamento de Juros sobre capital próprio, os quais serão considerados e compensados no cálculo do dividendo obrigatório de 2012, no montante de R$1.700, o que corresponde a R$1,99 por ação, a serem pagos em duas parcelas iguais, sendo a primeira até o dia 30 de junho de 2013 e a segunda até o dia 30 de dezembro de 2013, sendo apurado um benefício fiscal de R$578.

Dividendos Extraordinários

O Estatuto Social da Cemig estabelece que, sem prejuízo do dividendo obrigatório, a cada ano, ou em menor periodicidade se a disponibilidade de caixa o permitir, a Companhia utilizará a reserva de lucros específica para a distribuição de dividendos extraordinários, até o limite do caixa disponível, conforme determinado pelo Conselho de Administração com observância do Plano Diretor da Companhia e da política de dividendos nele prevista.

Ocorreram os seguintes pagamentos de dividendos extraordinários pela Companhia em 2012 e 2011:

- O Conselho de Administração da Cemig, em reunião realizada em 20 de dezembro de 2012, deliberou declarar dividendos extraordinários, no montante de R$1.600, o que corresponde a R$1,8765 por ação. O pagamento desses dividendos ocorreu em janeiro de 2013;

- O Conselho de Administração da Cemig, em reunião realizada em 9 de dezembro de 2011, deliberou declarar Dividendos Extraordinários, no montante de R$850, utilizando as Reservas de Lucros Estatutária e de Retenção de Lucros para esse fim, representando R$1,25 por ação. O pagamento desses dividendos ocorreu em 28 de dezembro de 2011.

(d) Ajustes de Avaliação Patrimonial

	2012	2011	01/01/2011
Ajustes de avaliação patrimonial			
Custo atribuído dos ativos de geração	959	1.080	1.210
Ajustes de conversão	10	5	(1)
Instrumentos financeiros de hedge de caixa em controlada em conjunto	-	1	1
	969	**1.086**	**1.210**

Os Ajustes de Conversão referem-se à diferença cambial apurada na conversão das Demonstrações Contábeis da Transchile com base nas taxas de final de exercício para ativos e passivos, registrada diretamente nessa conta de Patrimônio Líquido citada.

Os valores registrados como custo atribuído dos ativos de geração devem-se a nova avaliação dos ativos de geração, com a definição do seu valor justo pelo custo de reposição na adoção inicial das normas contábeis internacionais em 1º de janeiro de 2009. A nova avaliação dos ativos de geração implicou em um aumento no valor desses ativos, com o registro na conta específica do Patrimônio Líquido, líquido dos efeitos fiscais.

24. RECEITA

	2012	2011 (Reclassificado)	2010 (Reclassificado)
Fornecimento Bruto de Energia Elétrica (a)	18.614	16.568	14.688
Receita de Uso dos Sistemas Elétricos de Distribuição – TUSD (b)	2.215	1.978	1.658
Receita de Transmissão			
Receita de Concessão de Transmissão (c)	1.675	1.408	1.141
Receita de Construção de Transmissão (d)	160	120	225
Receita de Indenização de Transmissão (c)	192	-	-
Receita de Construção de Distribuição (d)	1.446	1.412	930
Receita de Construção de Gás (d)	25	7	186
Transações com energia na CCEE	427	270	133
Outras Receitas Operacionais (e)	1.324	983	924
Impostos e Encargos Incidentes sobre a Receita (f)	(7.618)	(6.997)	(6.095)
Receita Operacional líquida	**18.460**	**15.749**	**13.790**

a) Fornecimento Bruto de Energia Elétrica

A composição do Fornecimento de Energia Elétrica, por classe de consumidores, é a seguinte:

	GWh (*)			R$		
	2012	2011	2010	2012	2011 (Reclassificado)	2010 (Reclassificado)
Residencial	11.518	10.742	9.944	6.227	5.452	4.833
Industrial	25.969	26.029	24.826	4.582	4.362	3.936
Comércio, Serviços e Outros	7.950	6.985	6.227	3.542	3.045	2.718
Rural	2.874	2.647	2.467	785	708	632
Poder Público	1.344	1.191	1.083	609	531	467
Iluminação Pública	1.464	1.371	1.220	393	357	310
Serviço Público	1.549	1.439	1.360	464	425	394
Subtotal	52.669	50.404	47.127	16.600	14.880	13.290
Consumo Próprio	62	57	53	-	-	-
Fornecimento não Faturado, Líquido	-	-	-	71	75	(71)
	52.731	50.461	47.180	16.671	14.955	13.219
Suprimento a Outras Concessionárias (**)	13.868	14.458	14.205	1.903	1.577	1.445
Vendas no PROINFA	127	121	85	38	36	24
Total	**66.726**	**65.040**	**61.470**	**18.614**	**16.568**	**14.688**

(*) A coluna de GWh inclui o total de energia comercializada pela Light, proporcional à participação da Companhia. Informações não auditadas pelos auditores independentes;
(**) Inclui Contrato de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado - CCEAR e contratos bilaterais com outros agentes.

Reajuste Tarifário Anual – Cemig Distribuição

Em 8 de abril de 2012, a ANEEL aprovou o resultado do Reajuste Tarifário Anual de 2012 da Companhia. O resultado homologado pela ANEEL representa um reajuste tarifário de 5,24%, constituído de dois componentes: (i) Estrutural de 2,90% constituído pelos custos não gerenciáveis (Parcela A) e gerenciáveis (Parcela B); e, (ii) Financeiros de 2,34%, que vigorará até abril de 2013. Com a retirada dos componentes financeiros considerados no processo tarifário de 2011, de 1,39%, o efeito médio percebido pelos consumidores cativos da Companhia foi de 3,85%.

Revisão Tarifária – Cemig Distribuição

Em 08 de abril de 2013, a ANEEL divulgou o resultado da 3º Revisão Tarifária da Cemig Distribuição, que acarretará o reposicionamento positivo nas tarifas da Companhia que passam a vigorar a partir desta data, sendo que o efeito médio percebido pelos consumidores cativos será de 2,99%.

A ANEEL já está aplicando os efeitos do Decreto 7.945/12, que dispõe sobre a utilização de recursos da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) para atenuar os custos de aquisição de energia das distribuidoras junto à Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), em função das condições hidrológicas desfavoráveis, com consequente acionamento das usinas termelétricas, e reduzir, em decorrência, o impacto do reajuste tarifário, limitando-o em 3%. O montante que exceda tal percentual será repassado através de parcela única até o décimo dia útil, a contar da publicação de Despacho da ANEEL. Tais recursos oriundos da CDE serão ressarcidos pelos consumidores em até cinco anos, corrigidos pelo IPCA.

Conforme memória de cálculo recebida pela Cemig após homologação do resultado da Revisão Tarifária na reunião da Diretoria da ANEEL, a Base de Remuneração Regulatória Líquida foi de R$5.511.768 e a Base de Remuneração Regulatória Bruta de R$15.355.843.

Mais detalhes acerca da Base de Remuneração Regulatória (BRR) na Nota Explicativa nº 16 das Demonstrações Contábeis.

Reajuste Tarifário Anual – Light

Em reunião pública realizada em 6 de novembro de 2012, a Aneel aprovou o resultado do Reajuste Tarifário Anual de 2012 da Controlada Light SESA. O resultado homologado pela Aneel representa um reajuste tarifário de 10,77%, constituído de dois componentes: (i) Estrutural de 7,17% constituído pelos custos não gerenciáveis (Parcela A) e gerenciáveis (Parcela B); e (ii) Financeiro, que vigorará nos próximos doze meses, de 3,60%. Considerando a retirada do componente financeiro presente nas tarifas da Light vigentes até esta data, de -0,64%, o aumento médio para os consumidores será de 11,41%, a partir de 7 de novembro de 2012.

b) Receita de Uso dos Sistemas Elétricos de Distribuição – TUSD

Parcela representativa dos Grandes Consumidores Industriais na área de concessão da Cemig Distribuição e da Light que estão na condição de "livres", com a venda de energia para estes consumidores realizada, por meio da Cemig Geração e Transmissão e outras geradoras. Dessa forma, os encargos referentes ao uso da rede de distribuição ("TUSD") desses consumidores livres, são cobrados, separadamente com o registro nesta rubrica.

c) Receita de Concessão de Transmissão e Receita de Indenização

Para as concessões de transmissão, a receita inclui a parcela recebida dos agentes do setor elétrico referente a operação e manutenção das linhas de transmissão e também a atualização do ativo financeiro de transmissão constituído, em sua maior parte, durante o período de construção dos empreendimentos de transmissão. As taxas utilizadas para a atualização do ativo correspondem à remuneração do capital aplicado nos empreendimentos, variando em conformidade ao modelo do empreendimento e do custo do capital da investidora.

A Companhia registrou em 2012 o ganho estimado em função da indenização dos ativos de transmissão que foram enquadrados dentro dos critérios da MP 579. Mais detalhes na nota explicativa nº 4.

d) Receita de Construção

A Receita de Construção é integralmente compensada pelos Custos de Construção e corresponde aos investimentos da Companhia no período em ativos da concessão, sendo que na Receita Operacional, em alguns casos, inclui adicionalmente a margem de lucro envolvida na operação. Mais detalhes na Nota Explicativa nº 25.

e) Outras Receitas Operacionais

	2012	2011 (Reclassificado)	2010 (Reclassificado)
Fornecimento de Gás	755	579	398
Serviço Taxado	18	14	16
Serviço de Telecomunicações	162	158	131
Prestações de Serviços	117	98	179
Subvenções (*)	176	56	133
Aluguel e Arrendamento	86	76	60
Outras	9	2	7
	1.324	**983**	**924**

(*) Receita reconhecida em decorrência de subvenção recebida da Eletrobrás, em função do desconto nas tarifas dos consumidores de baixa renda. Os valores foram homologados pela ANEEL e são reembolsados pela Eletrobrás.

f) Impostos e Encargos Incidentes Sobre a Receita

	2012	2011	2010
Tributos sobre a Receita			
ICMS	3.954	3.575	3.142
COFINS	1.656	1.496	1.310
PIS-PASEP	359	325	304
Outros	8	6	12
	5.977	5.402	4.768
Encargos do Consumidor			
Reserva Global de Reversão – RGR	287	205	183
Programa de Eficiência Energética – PEE	38	43	43
Conta de Desenvolvimento Energético – CDE	616	516	423
Quota para a Conta de Consumo de Combustível – CCC	565	718	532
Pesquisa e Desenvolvimento – P&D	47	37	39
Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico – FNDCT	41	32	34
Pesquisa Expansão Sistema Energético – EPE/MME	21	16	17
Encargos de Capacidade Emergencial	-	-	20
Adicional 0,30% (Lei 12.111/09)	26	28	36
	1.641	1.595	1.327
	7.618	**6.997**	**6.095**

25. CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS

	2012	2011 (Reclassificado)	2010 (Reclassificado)
Pessoal (a)	1.361	1.249	1.212
Participação dos Empregados e Administradores no Resultado	244	221	325
Obrigações Pós-Emprego	134	124	107
Materiais	82	98	134
Serviços de Terceiros (b)	1.127	1.031	923
Energia Elétrica Comprada para Revenda (c)	5.951	4.278	3.722
Depreciação e Amortização	1.001	983	927
Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos	186	154	140
Provisões Operacionais (d)	782	257	138
Encargos de Uso da Rede Básica de Transmissão	1.011	830	729
Gás Comprado para Revenda	495	329	225
Custos de Construção (e)	1.630	1.529	1.328
Outras Despesas Operacionais Líquidas (f)	634	362	321
	14.638	**11.445**	**10.231**

a) Despesas com Pessoal

	2012	2011	2010
Remunerações e Encargos	1.219	1.132	1.073
Contribuições para Suplementação de Aposentadoria – Plano de Contribuição Definida	72	67	66
Benefícios Assistenciais	136	132	133
	1.427	1.331	1.272
Programa de Desligamento Voluntário – PDV	33	20	40
(-) Custos com Pessoal Transferidos para Obras em Andamento	(99)	(102)	(100)
	(66)	(82)	(60)
	1.361	**1.249**	**1.212**

Programas de Desligamento de Empregados

Programa Desligamento Premiado (PDP)

A Companhia manteve, de novembro de 2011 a 17 de janeiro de 2012 o Programa Desligamento Premiado (PDP), que tinha entre os seus principais benefícios os pagamentos de 1 remuneração bruta e 6 meses de contribuições para o plano de saúde após o desligamento, depósito da multa de 40% sobre o saldo do FGTS para fins rescisórios (quando o empregado é demitido sem justa causa), o pagamento do aviso prévio correspondente ao mínimo de uma remuneração (30 dias) até o máximo de 3 remunerações (90 dias). Em 2012, houve a adesão de 182 empregados.

Programa de Incentivo ao Desligamento (PID)

Para o período de 17 de janeiro de 2013 a 27 de março de 2013 a Companhia criou o PID, de adesão exclusiva aos empregados que já reúnem condições plenas de aposentadoria no INSS e na Forluz e ainda o mínimo de 20 anos de admissão na Companhia. O PID prevê o pagamento de indenização correspondente a 4 remunerações brutas, pagamento de 6 meses de contribuições para o plano de saúde e demais verbas indenizatórias previstas em Lei. O impacto financeiro do Programa será registrado em 2013 em conformidade a adesão dos empregados, sendo que o prazo de desligamento se encerrará em junho de 2013.

b) Serviço de Terceiros

	2012	2011	2010
Agentes Arrecadadores/Leitura de Medidores/Entrega de Contas	188	176	136
Comunicação	106	90	79
Manutenção e Conservação de Instalações e Equipamentos Elétricos	249	205	198
Conservação e Limpeza de Prédios	78	59	51
Mão de Obra Contratada	31	60	54
Fretes e Passagens	14	12	12
Hospedagem e Alimentação	20	19	24
Vigilância	24	23	19
Consultoria	45	27	3
Manutenção/Conservação de Móveis Utensílios	43	68	44

Manutenção e Conservação de Veículos	11	22	29
Corte e Religação	44	53	62
Meio Ambiente	29	27	26
Energia Elétrica	1	1	1
Poda de Árvores	26	25	17
Limpeza de Faixa	37	35	28
Outros	182	129	140
	1.127	**1.031**	**923**

c) Energia Elétrica Comprada para Revenda

	2012	2011	2010
Energia de Itaipu Binacional	1.069	919	910
Energia de curto prazo	890	337	382
PROINFA	265	204	192
Contratos Bilaterais	612	538	315
Energia adquirida através de Leilão no Ambiente Regulado	2.806	1.965	1.873
Energia adquirida no Ambiente Livre	717	637	348
Créditos de PASEP-COFINS	(408)	(322)	(298)
	5.951	**4.278**	**3.722**

d) Provisões (Reversões) Operacionais

	2012	2011	2010
Prêmio de Aposentadoria	(3)	3	(22)
Provisão para Créditos de Liquidação Duvidosa	315	163	105
Provisão para Contingências			
Trabalhistas	7	14	(9)
Cíveis	38	35	(16)
Tributárias	3	8	(4)
Ambientais	1	1	-
Regulatórias	420	18	92
Outras	1	15	(8)
	470	91	55
	782	**257**	**138**

A Cemig Distribuição provisionou como créditos de liquidação duvidosa em 2012 o valor de R$159 referente aos valores a receber de consumidores industriais em função de não recolhimento do ICMS incidente sobre as parcelas que compõem a TUSD.

e) Custo de Construção

	2012	2011	2010
Pessoal e Administradores	107	101	28
Materiais	755	604	410
Serviços de Terceiros	668	728	606
Outras	100	96	284
	1.630	**1.529**	**1.328**

f) Outras Despesas Operacionais Líquidas

	2012	2011	2010
Arrendamentos e Aluguéis	105	87	58
Propaganda e Publicidade	8	24	30
Consumo Próprio de Energia Elétrica	14	19	10
Subvenções e Doações	39	34	40
Taxa de Fiscalização da ANEEL	47	46	43
Concessão Onerosa	26	21	23

Impostos e Taxas (IPTU, IPVA e outros)	38	26	21
Seguros	11	8	11
Anuidade CCEE	6	6	5
Taxa de Licenciamento – TDRF (*)	-	30	27
Prejuízo Líquido na Desativação e Alienação de Bens	12 6	22	26
FORLUZ – Custeio Administrativo	22	15	14
Outras Despesas	19 2	24	14
	634	**362**	**322**

(*) TFDR – Taxa de Licenciamento para Uso ou Ocupação da Faixa de Domínio das Rodovias

A Companhia registrou em 2012 as perdas relativas às desativações de bens decorrentes da realização do inventário físico para atendimento à Resolução ANEEL nº 367/2009

Arrendamento Mercantil Operacional

A Companhia possui contratos de Arrendamento Mercantil Operacional relacionados, basicamente, a veículos e edificações prediais utilizadas em suas atividades operacionais, e não são relevantes em relação aos custos totais da Companhia.

26. RECEITAS E DESPESAS FINANCEIRAS

	2012	2011 (Reclassificado)	2010 (Reclassificado)
RECEITAS FINANCEIRAS			
Renda de Aplicação Financeira	296	410	392
Acréscimos Moratórios de Contas de Energia	179	151	137
Juros e Variação Monetária Auferidos com Contas a Receber do Governo do Estado de Minas Gerais	157	152	129
Variações Cambiais	44	20	51
PASEP e COFINS incidente sobre as Receitas Financeiras	(42)	(42)	(39)
Ganhos com Instrumentos Financeiros	28	16	-
Ajuste a Valor Presente	-	-	17
Variação Monetária sobre Finsocial (Nota 9)	57	67	-
Variação Monetária de Depósito Judicial (Nota 11)	-	68	-
Atualização Monetária da CRC (Nota 12)	2.383	-	-
Outras	108	153	154
	3.210	**995**	**841**
DESPESAS FINANCEIRAS			
Encargos de Empréstimos e Financiamentos	(1.243)	(1.311)	(1.076)
Variações Cambiais	(82)	(40)	(37)
Variação Monetária – Empréstimos e Financiamentos	(186)	(146)	(144)
Variação Monetária – Concessão Onerosa	(34)	(21)	(42)
Variação Monetária – P&D e PEE	(24)	(35)	(31)
Variação Monetária – Outras	(48)	(92)	(21)
Ajuste a Valor Presente	(1)	(1)	-
Perdas com Instrumentos Financeiros	-	-	(6)
Encargos e Variação monetária de Obrigação Pós-Emprego	(132)	(163)	(142)
Atualização Monetária de AFAC (Nota 23)	-	(66)	-
Outras	(208)	(90)	(95)
	(1.958)	**(1.965)**	**(1.594)**
RESULTADO FINANCEIRO LÍQUIDO	**1.252**	**(970)**	**(753)**

As despesas com PASEP/COFINS são incidentes sobre os juros sobre o capital próprio.

27. TRANSAÇÕES COM PARTES RELACIONADAS

Os principais saldos e transações com partes relacionadas da Cemig e suas controladas e controladas em conjunto são como segue:

EMPRESAS	ATIVO		PASSIVO		RECEITA		DESPESA	
	2012	2011	2012	2011	2012	2011	2012	2011
Cemig Distribuição S.A.								
Circulante								
Convênio de Cooperação (1)	-	-	23	22	-	-	9	12
Juros sobre capital próprio e Dividendos	120	109	-	-	-	-	-	-
Operações com Energia Elétrica (2)	41	41	4	4	425	375	(48)	(55)
Não Circulante								
Convênio de Cooperação (1)	29	11	-	-	-	-	-	-
Cemig Geração e Transmissão S.A.								
Circulante								
Convênio de Cooperação (1)	-	-	18	-	-	-	1	(7)
Juros sobre capital próprio e Dividendos	399	-	-	-	-	-	-	-
Operações com Energia Elétrica (2)	4	4	29	29	52	58	(312)	(283)
Não Circulante								
Convênio de Cooperação (1)	19	25	-	-	-	-	-	-
Light S.A.								
Circulante								
Juros sobre capital próprio e Dividendos	19	19	-	-	-	-	-	-
Operações com Energia Elétrica (2)	-	-	1	1	32	31	(8)	(6)
Cemig Capim Branco								
Circulante								
Juros sobre capital próprio e Dividendos	9	3	-	-	-	-	-	-
Operações com Energia Elétrica (2)	-	-	7	7	5	4	(91)	(73)
Prestação de serviço (3)	2	2	-	-	4	5	-	-
Cemig Telecomunicações								
Circulante								
Juros sobre capital próprio e Dividendos	-	7	-	-	-	-	-	-
Operações com Energia Elétrica (2)	-	-	-	-	3	3	-	-
Compartilhamento de Infraestrutura (4)	2	1	-	-	5	6	-	-
Prestação de serviço (5)	-	-	4	5	-	-	(20)	(27)
Não Circulante								
Manutenção (6)	-	1	-	-			-	-
Pessoal cedido (7)	1	1	-	-	-	-	2	2
Transmissora Aliança de Energia Elétrica								
Circulante								
Juros sobre capital próprio e Dividendos	38	115	-	-	-	-	-	-
Operações com Energia Elétrica (2)	-	-	4	4	-	-	(34)	(34)
Cemig Serviços								
Circulante								
Prestação de Serviço (8)	-	-	3	1	-	-	(12)	(1)
Pessoal cedido (7)	1	-	-	-	-	-	-	-
Não Circulante								
Pessoal cedido (7)	4	2	-	-	-	-	-	-
Empresa Paraense de Transmissão de Energia								
Circulante								
Operações com Energia Elétrica (2)	-	-	-	-	-	-	(3)	(3)
Baguari Energia								
Circulante								
Juros sobre capital próprio e Dividendos	26	6	-	-	-	-	-	-
Operações com Energia Elétrica (2)	-	-	1	-	-	-	(6)	(5)

Companhia de Gás de Minas Gerais S.A								
Circulante								
Juros sobre capital próprio e Dividendos	21	21	-	-	-	-	-	-
Empresa Regional de Transmissão de Energia S.A								
Circulante								
Juros sobre capital próprio e Dividendos	8	9	-	-	-	-	-	-
Operações com Energia Elétrica (2)	-	-	-	-	-	-	(1)	(1)
Empresa Amazonense de Transmissão de Energia S.A								
Circulante								
Juros sobre capital próprio e Dividendos	-	5	-	-	-	-	-	-
Operações com Energia Elétrica (2)	-	-	2	1	-	-	(14)	(13)

	ATIVO		**PASSIVO**		**RECEITA**		**DESPESA**	
	2012	**2011**	**2012**	**2011**	**2012**	**2011**	**2012**	**2011**
Governo do Estado de Minas Gerais								
Circulante								
Consumidores e Revendedores (9)	8	7	-	-	96	89	-	-
Consumidores e Revendedores (10)	-	25	-	-	-	-	-	-
Contas a Receber do Governo do Estado – CRC (11)	2.422	-	-	-	70	103	-	-
Não Circulante								
Contas a Receber do Governo do Estado – CRC (11)	-	1.830	-	-	-	-	-	-
Juros sobre capital próprio e Dividendos	-	-	468	266	-	-	-	-
Debêntures (12)	-	-	53	47	-	-	(6)	(10)
Financiamentos – BDMG (13)	-	-	9	15	-	-	-	-
Forluz								
Circulante								
Obrigações Pós-Emprego (14)	-	-	51	74	-	-	(93)	(106)
Despesa de Pessoal (15)	-	-	-	-	-	-	(72)	(67)
Custeio Administrativo (16)	-	-	-	-	-	-	(22)	(15)
Não Circulante								
Obrigações Pós-Emprego (14)	-	-	764	772	-	-	-	-
Cemig Saúde								
Circulante								
Plano de Saúde e Odontológico (17)	-	-	612	598	-	-	(74)	(70)
Andrade Gutierrez SA								
Circulante								
Construção UHE Santo Antônio (18)	1	-	3	7	-	-	-	-
Programa Luz para todos (20)	-	-	-	-	-	-	(2)	(9)
Não Circulante								
Construção UHE Santo Antônio (18)	7	4	-	-	-	-	-	-

As principais condições relacionadas aos negócios entre partes relacionadas estão demonstrados abaixo:

(1) Convênio de Cooperação Técnica entre Cemig, Cemig Distribuição e Cemig Geração e Transmissão instituído pelo Despacho ANEEL 3.924/2008. Inclui, principalmente, reembolso de despesas referentes ao compartilhamento de infraestrutura, pessoal, transporte, telecomunicação e informática;

(2) A Companhia possui contratos de compra de energia com a Cemig Geração e Transmissão, Light, Baguari Energia, Santo Antônio Energia e Cemig Capim Branco decorrente de leilões públicos de energia ocorridos entre 2004 e 2011, sendo que para os contratos bilaterais celebrados entre Cemig Distribuição e Cemig Capim Branco a data dos leilões são anteriores a 2004. Os contratos tem vigência de 8 anos a partir do início do fornecimento e correção anual pelo IGP-M. Essas operações foram realizadas em termos equivalentes aos que prevalecem nas transações com partes independentes, tendo em vista que a compra da energia foi feita através de leilão organizado pelo Governo Federal que definiu posteriormente os contratos que deveriam ser

assinados entre distribuidores e geradores. A Companhia também possui contratos de venda de energia para Cemig Distribuição e Light, decorrente de leilões públicos de energia ocorridos entre 2004 e 2011, com vigência de 8 anos a partir do início do fornecimento e correção anual pelo IGP-M. Para Cemig Telecomunicações, Transmissora Aliança de Energia Elétrica, Empresa Amazonense de Transmissão de Energia, Empresa Regional de Transmissão de Energia e Empresa Paraense de Transmissão de Energia as operações com energia elétrica referem-se a Encargos de Uso da Rede Elétrica;

(3) Refere-se a contrato de prestação de serviço de operação e manutenção das Usinas Hidrelétricas Amador Aguiar I e II e demais equipamentos associados celebrado entre a Cemig Geração e Transmissão e a Cemig Capim Branco em 2011 com duração de 2 anos corrigido pelo IGP-M;

(4) Compartilhamento de infraestrutura excedente da Distribuição, Transmissão e Subtransmissão compreendendo postes da rede de distribuição, instalações prediais e outras infraestruturas entre a Cemig e a Cemig Telecomunicações através de contrato celebrado em 2000 com duração de 15 anos. Valor recebido varia de acordo com a receita obtida pelo uso da infraestrutura pela Cemig Telecom. Não há índice de reajuste;

(5) Refere-se a contrato de prestação de serviço de telecomunicação através da oferta de capacidade de rede celebrado entre a Cemig Telecomunicações e a Cemig Distribuição em 2009 e 2010 com duração de 5 anos corrigido pelo IGP-M;

(6) Prestação dos serviços de manutenção preventiva e corretiva das linhas de transmissão e subtransmissão que estejam sendo usadas conjuntamente, incluindo os cabos OPGW, cabos de transição e seus acessórios;

(7) Reembolso de despesas relativas ao pessoal cedido pela Cemig às empresas do grupo;

(8) Refere-se a contrato de prestação de serviço de leitura, impressão e entrega simultânea de contas de energia elétrica de consumo em kWh, através de tecnologia desenvolvida para tal, inspeção visual de unidades consumidoras, coleta e confirmação de dados cadastrais, atualização cadastral postal, alocação de rotas, planejamento e mudança de rotas urbanas e rurais celebrado entre a Cemig serviços e a Cemig Distribuição em 2011 com duração de 2 anos o aditivo pode ser feito por períodos iguais e sucessivos ate o prazo de 48 meses. prorrogável por até 4 anos corrigido pelo IGP-M;

(9) Refere-se à venda de energia ao Governo do Estado de Minas Gerais, sendo que as operações foram realizadas em termos equivalentes aos que prevalecem nas transações com partes independentes, considerando que o preço da energia é aquele definido pela ANEEL através de resolução referente ao reajuste tarifário anual da Companhia;

(10) Refere-se à renegociação de débito originário de venda de energia para a COPASA, integralmente liquidado em setembro de 2012;

(11) Aporte dos créditos da CRC em Fundo de Investimentos Creditórios em quotas seniores e subordinadas. Vide informações Nota Explicativa nº 10 Informações Contábeis Intermediárias consolidadas;

(12) Emissão Privada de Debêntures Simples não conversíveis em ações no valor de R$120.000, atualizada pelo Índice Geral de Preços – Mercado - IGP-M, para a conclusão da Usina Hidrelétrica de Irapé, com resgate após 25 anos da data de emissão. O montante de 31 de dezembro de 2009 foi ajustado a valor presente;

(13) Financiamentos das controladas Transudeste, Transleste e Transirapé com vencimento em 2019 (taxa TJLP + 4,5% a.a. e UMBNDES + 4,54% a.a.) e da Transleste em 2017 (Dólar + 5%) e 2025 (9,5% a.a.);

(14) Os contratos da Forluz são reajustados pelo Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo - IPCA do Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística - IBGE (vide Nota Explicativa nº 21 das Demonstrações Contábeis) e serão amortizados até o exercício de 2024;

(15) Contribuições da Companhia para o Plano de Pensão e Suplementação de Aposentadoria referentes aos empregados participantes do Plano Misto (vide Nota Explicativa nº 16 das Demonstrações Contábeis) e calculadas sobre as remunerações mensais em conformidade ao regulamento do Fundo;

(16) Recursos para o custeio administrativo anual do Fundo de Pensão em conformidade a legislação específica do setor. Os valores são estimados em um percentual da folha de pagamento da Companhia;

(17) Contribuição pela patrocinadora ao plano de saúde e odontológico dos empregados;

(18) Contrato com a Construtora Andrade Gutierrez S.A para construção da UHE Santo Antônio, bem como das instalações de transmissão de interesse restrito da central geradora da UHE Santo Antônio com o Consórcio Construtor Santo Antônio - CCSA, do qual a Construtora Andrade Gutierrez S.A. participa sendo responsável pelos serviços de elaboração de projetos e de obras civis (Consórcio Santo Antônio Civil);

(20) Contrato referente ao empreendimento de Implantação de lote do Programa de Eletrificação Rural "Luz para Todos" na Área de Concessão da Cemig celebrado entre a Cemig Distribuição e o Consórcio Iluminas, do qual a Andrade Gutierrez é parte.

Vide mais informações referentes às principais transações realizadas nas Notas Explicativas 12, 19, 21 e 25.

Remuneração do pessoal chave da Administração

O total da remuneração aos Conselheiros de Administração e Diretores nos exercícios de 2012 e 2011 é conforme segue:

	2012	2011
Remuneração	8	9
Participação nos Resultados	2	2
Benefícios Pós Emprego	1	1
Benefícios Assistenciais	1	-
Total	**12**	**12**

Vide maiores informações referentes às principais transações realizadas nas Notas Explicativas 8, 12, 18, 19, 21, 24 e 25.

28. INSTRUMENTOS FINANCEIROS E GESTÃO DE RISCOS

Os Instrumentos Financeiros da Companhia, de suas controladas e de suas controladas em conjuntos estão restritos a Caixa e Equivalentes de Caixa, Títulos e Valores Mobiliários, Consumidores e Revendedores, Contas a Receber do Governo do Estado de Minas Gerais, Ativo Financeiro da Concessão, Empréstimos e Financiamentos, Obrigações com Debêntures, Obrigações Pós-Emprego e derivativos, sendo os ganhos e perdas, obtidos nas operações, integralmente registrados no resultado do exercício ou no patrimônio líquido, de acordo com o Regime de Competência.

Os Instrumentos Financeiros da Companhia, de suas controladas e controladas em conjunto são reconhecidos incialmente ao valor justo e mensurados de acordo com as classificações abaixo :

- Empréstimos e Recebíveis: encontram-se nesta categoria os Equivalentes de Caixa, Créditos com Consumidores, Revendedores e Concessionários de Transporte de Energia, Fundos Vinculados e Ativos Financeiros não abarcados pela Medida Provisória 579. São reconhecidos pelo seu valor nominal de realização e similares aos valores justos.

- Instrumentos Financeiros ao valor justo por meio do resultado: encontram-se nesta categoria, Títulos e Valores Mobiliários e os Instrumentos Derivativos (mencionados no item "b"). São mensuradas ao valor justo e os ganhos ou as perdas são reconhecidos diretamente no resultado;

- Instrumentos Financeiros mantidos até o vencimento: encontram-se nesta categoria os Títulos e Valores Mobiliários. Há a intenção positiva de mantê-los até o vencimento. São mensurados pelo custo amortizado mediante a utilização do método da taxa de juros efetiva;

- Instrumentos Financeiros disponíveis para venda: a partir de 31 de dezembro de 2012, encontram-se nesta categoria os ativos financeiros da concessão abarcados pela Medida Provisória 579. São mensurados pelo valor novo de reposição (VNR), equivalentes ao valor justo na data destas Demonstrações Contábeis.

- Passivos financeiros não derivativos: encontram-se nesta categoria os Empréstimos e Financiamentos, Obrigações com Debêntures, Dívida pactuada com Fundo de Pensão (FORLUZ) e Fornecedores. São mensurados pelo custo amortizado mediante a utilização do método da taxa de juros efetiva. A Companhia efetuou o cálculo do valor justo de seus Empréstimos, Financiamentos e Debêntures utilizando a taxa CDI + 0,9%, com base na sua última captação. Para aqueles Empréstimos, Financiamentos e Debêntures com taxas entre IPCA + 4,70% a IPCA + 5,10%, CDI + 0,65% a CDI + 0,73%, IGPM + 4,70% a IGPM + 5,10%, taxa fixa 8,5% a 10,07% a Companhia considerou seu valor justo igual ao contábil. Para os financiamentos do BNDES e ELETROBRAS o valor justo é idêntico ao saldo contábil, uma vez que não existem instrumentos similares, com vencimentos e taxas de juros comparáveis.

- Instrumentos Financeiros Derivativos. São mensurados pelo valor justo e os efeitos reconhecidos, diretamente, no resultado, exceto quanto ao hedge de fluxo de caixa da controlada em conjunto Madeira Energia S.A. cuja parcela efetiva das variações no valor justo dos derivativos com esta qualificação foi reconhecida diretamente no Patrimônio Líquido. Estes instrumentos financeiros da Madeira Energia foram integralmente liquidados em 2012.

Categoria dos Instrumentos Financeiros	2012		2011		01/01/2011	
	Valor Contábil	Valor Justo	Valor Contábil	Valor Justo	Valor Contábil	Valor Justo
Ativos Financeiros:						
Empréstimos e Recebíveis						
Equivalentes de Caixa – Aplicações Financeira	2.329	2.329	2.705	2.705	2.885	2.885
Créditos com Consumidores e Revendedores	2.662	2.662	2.709	2.709	2.359	2.359
Concessionários – Transporte de Energia	515	515	439	439	401	401
Créditos com o Governo do Estado de Minas Gerais	2.422	2.422	1.830	1.830	1.837	1.837
Ativos Financeiros da Concessão	6.622	6.622	10.206	10.206	8.297	8.297
	14.550	**14.550**	**17.889**	**17.889**	**15.779**	**15.779**
Disponíveis para venda						
Ativos Financeiros da Concessão	5.585	5.585	-	-	-	-
Mantidos até o Vencimento						
Títulos e Valores Mobiliários	647	647	-	-	-	-

Valor justo por meio do resultado:						
Mantidos para negociação						
Títulos e Valores Mobiliários	1.073	1.073	359	359	322	322
Instrumentos Derivativos – Contrato *Swap*	32	32	-	-	-	-
Passivos financeiros:						
Avaliados ao custo amortizado						
Fornecedores	1.735	1.735	1.190	1.190	1.121	1.121
Dívida pactuada c/fundo de Pensão (FORLUZ)	815	815	847	847	868	868
Concessões a Pagar	210	210	138	138	118	118
Empréstimos, Financiamentos e Debêntures	16.170	16.799	15.779	15.767	13.226	13.226
	18.930	**19.559**	**17.954**	**17.942**	**15.333**	**15.333**
Valor justo por meio de resultado:						
Instrumentos Derivativos – Contrato *Swap*	1	1	24	39	67	62

a) Gestão de riscos

O Gerenciamento de Riscos Corporativos é uma ferramenta de Gestão integrante das práticas de Governança Corporativa e alinhada com o Processo de Planejamento, o qual define os objetivos estratégicos dos Negócios da Companhia.

A Companhia possui um Comitê de Gerenciamento de Riscos Financeiros com o objetivo de implementar diretrizes e monitorar o Risco Financeiro de operações que possam comprometer a liquidez e a rentabilidade da Companhia, recomendando estratégias de proteção *(hedge)* aos Riscos de Câmbio, juros e inflação, as quais estão efetivos, em linha, com a estratégia da Companhia.

A premissa do Comitê de Gerenciamento de Riscos Financeiros é dar previsibilidade ao Caixa da Companhia para um prazo máximo de 12 meses, considerando o cenário econômico divulgado por uma consultoria externa.

Os principais riscos de exposição da Companhia estão relacionados a seguir:

Risco de taxas de câmbio

A Cemig e suas controladas e controladas em conjunto estão expostas ao risco de elevação das taxas de câmbio, principalmente, à cotação do Dólar Norte-americano em relação ao Real, com impacto no endividamento, no resultado e no fluxo de caixa. Com a finalidade de reduzir a exposição da Cemig às elevações das taxas de câmbio, a Companhia possuía, em 31 de dezembro de 2012, operações contratadas de *hedge*, descritas em maiores detalhes no item “b”.

A exposição líquida, às taxas de câmbio, é como segue:

Exposição às Taxas de Câmbio	2012		2011	
	Moeda Estrangeira	R$	Moeda Estrangeira	R$
Dólar Norte-Americano				
Empréstimos e Financiamentos *(nota 19)*	240	489	170	319
Fornecedores (Itaipu Binacional)	105	219	106	198
(-) Operações Contratadas de Hedge/Swap	(8)	(19)	(27)	(46)
	337	689	249	471
Euro				
Empréstimos e Financiamentos – Euro *(nota 19)*	14	39	15	37
(-) Operações Contratadas de Hedge/Swap	(11)	4	-	-
	3	43	15	37
UMBNDES (*)	-	-	66	3
Passivo Líquido Exposto		**732**		**511**

(*) Unidade Monetária do BNDES – reflete a média ponderada das variações cambiais existentes na Cesta de Moedas do BNDES

<u>Análise de sensibilidade</u>

A Companhia estima que, com base em nossos consultores financeiros, em um cenário provável, a variação cambial das moedas estrangeiras em relação ao Real no final de 2013 será uma valorização de 0,29% para o dólar (R$2,050) e uma desvalorização de 2,67% para o Euro (R$2,622). A Companhia fez uma análise de sensibilidade dos efeitos nos resultados da Companhia advindos de depreciação cambial do Real de 25% e 50% em relação ao cenário provável, considerados como possível e remoto, respectivamente.

Risco - Exposições Cambiais	Cenário Base 31/12/2012	Cenário Provável	Cenário Possível Depreciação Cambial 25,00%	Cenário Remoto Depreciação Cambial 50,00%
Dólar Norte-Americano				
Empréstimos e Financiamentos *(nota 19)*	489	491	614	737
Fornecedores (Itaipu Binacional)	219	220	275	330
(-) Operações Contratadas de Hedge/Swap	(19)	(19)	(24)	(29)
	689	692	865	1,038
Euro				
Empréstimos e Financiamentos (nota 19)	39	37	46	56
(-) Operações Contratadas de Hedge/Swap	4	5	5	5
	43	42	51	61
Passivo Líquido Exposto	**732**	**734**	**916**	**1,099**
Efeito Líquido da Variação Cambial		**2**	**184**	**367**

Risco de Taxa de juros

A Companhia e suas controladas e controladas em conjunto estão expostas ao risco de elevação das taxas de juros internacionais, com impacto nos Empréstimos e Financiamentos, em moeda estrangeira, com taxas de juros flutuantes, principalmente *Libor*, no montante de R$217 (R$207, em 31 de dezembro de 2011).

No que se refere ao risco de elevação das taxas de juros nacionais, a exposição da Companhia ocorre em função do Passivo Líquido, conforme demonstrado a seguir:

Exposição à taxas de juros	2012	2011
Ativos		
Equivalentes de Caixa - Aplicações Financeiras *(Nota 6)*	2.329	2.705
Títulos e Valores Mobiliários (*Nota 7*)	1.720	359
Fundos Vinculados	132	3
	4.181	3.067
Passivos		
Empréstimos, Financiamentos e Debêntures – CDI *(Nota 19)*	(7.569)	(9.274)
Empréstimos, Financiamentos e Debêntures – TJLP *(Nota 19)*	(2.087)	(1.991)
Operações Contratadas de Hedge/Swap (Juros)	(750)	(750)
	(10.406)	(12.015)
Passivo Líquido Exposto	**(6.225)**	**(8.948)**

Análise de sensibilidade

No que se refere ao risco de taxas de juros mais relevante, a Companhia e suas controladas estimam que, em um cenário provável em 31 de dezembro de 2013, as taxas SELIC e TJLP serão de 7,25% e 5%, respectivamente. A Companhia fez uma análise de sensibilidade dos efeitos nos resultados advindos de uma alta nas taxas de 25% e 50% em relação ao cenário provável, considerados como possível e remoto, respectivamente. A taxa CDI acompanha a taxa SELIC.

Estimativa de Cenários de evolução da taxa de juros deverá considerar a projeção dos cenários base, otimista e pessimista da Companhia, com base nos seus consultores financeiros, conforme descrito na Política de *Hedge*.

Risco - Alta nas Taxas de Juros Nacionais	31/12/2012	31 de dezembro de 2013		
	Valor Contábil	Cenário Provável SELIC 7,25% TJLP 5,00%	Cenário Possível SELIC 9,06% TJLP 6,25%	Cenário Remoto SELIC 10,88% TJLP 7,50%
Ativos				
Aplicações Financeiras *(Nota 6)*	2.329	2.498	2.540	2.582
Títulos e Valores Mobiliários *(Nota 7)*	1.720	1.844	1.875	1.907
Fundos Vinculados	132	142	144	147
	4.181	4.484	4.559	4.636
Passivos				
Empréstimos e Financiamentos – CDI *(Nota 19)*	(7.569)	(8.119)	(8.256)	(8.393)
Empréstimos e Financiamentos – TJLP *(Nota 19)*	(2.087)	(2.192)	(2.218)	(2.244)
Operações Contratadas de Hedge/Swap (Juros)	(750)	(802)	(815)	(832)
	(10.406)	**(11.113)**	**(11.289)**	**(11.469)**
Passivo Líquido Exposto	**(6.225)**	**(6.629)**	**(6.730)**	**(6.833)**
Efeito Líquido da Variação das Taxas de Juros		**(404)**	**(505)**	**(608)**

Risco de Elevação da Inflação

A Companhia está exposta ao risco de elevação da inflação, em 31 de dezembro de 2012. Esta exposição ocorre em função do passivo líquido indexado à variação do IPCA e do IGP-M, conforme demonstrado a seguir:

Exposição da Companhia à Elevação da Inflação	2012	2011
Ativos		
Ativos Financeiros da Concessão – IGP-M *(nota 13)*	5.585	-
Passivos		
Empréstimos e Financiamentos e Debêntures – IPCA *(nota 19)*	(3.896)	(2.250)
Empréstimos e Financiamentos e Debêntures – IGP-M *(nota 19)*	(467)	(443)
	(4.363)	(2.693)
Ativo (Passivo) Líquido Exposto	**1.222**	**(2.693)**

Análise de sensibilidade

No que se refere ao risco de elevação da inflação mais relevante, a Companhia estima que, em um cenário provável em 31 de dezembro de 2013, as taxas IPCA e IGP-M serão de 5,42% e 5,21%, respectivamente. A Companhia fez uma análise de sensibilidade dos efeitos nos resultados advindos de uma elevação na inflação de 25% e 50% em relação ao cenário provável, considerados como possível e remoto, respectivamente.

Risco - Elevação da inflação	31/12/2012	31 de dezembro de 2013		
	Valor Contábil	Cenário Provável IPCA 5,42% IGP-M 5,21%	Cenário Possível IPCA 6,78% IGP-M 6,51%	Cenário Remoto IPCA 8,13% IGP-M 7,82%
Ativos				
Ativos Financeiros da Concessão – IGP-M *(nota 13)*	5.585	5.876	5.949	6.022
Passivos				
Empréstimos e Financiamentos e Debêntures – IPCA *(nota 19)*	(3.896)	(4.108)	(4.161)	(4.213)
Empréstimos e Financiamentos e Debêntures – IGP-M (*nota 19*)	(467)	(491)	(497)	(503)
	(4.363)	(4.599)	(4.658)	(4.716)
Ativo Líquido Exposto	**1.222**	**1.277**	**1.291**	**1.306**
Efeito Líquido da Variação do IPCA		**55**	**69**	**84**

Risco de Liquidez

A Cemig apresenta uma geração de caixa suficiente para cobrir suas exigências de caixa vinculadas às suas atividades operacionais.

A Companhia faz a administração do risco de liquidez, com um conjunto de metodologias, procedimentos e instrumentos coerentes com a complexidade do negócio e aplicados no controle permanente dos processos financeiros, a fim de se garantir o adequado gerenciamento dos riscos.

A Cemig administra o risco de liquidez acompanhando permanentemente e de forma conservadora o seu Fluxo de Caixa, numa visão orçamentária, que projeta os saldos mensalmente, para cada uma das empresas, em um período de 12 meses, e de liquidez diária, que projeta os saldos diariamente para 180 dias.

As alocações de curto prazo obedecem, igualmente, a princípios rígidos e estabelecidos em Política de Aplicações, manejando até 20% de seus recursos em fundos de investimento exclusivos de crédito privado, sem riscos de mercado, com a margem excedente aplicada diretamente em CDB's ou operações compromissadas remuneradas pela taxa CDI.

Na gestão das aplicações, a empresa busca obter rentabilidade nas operações a partir de uma rígida análise de crédito bancário, observando limites operacionais com bancos baseados em avaliações que levam em conta ratings, exposições e patrimônio.

Busca também retorno trabalhando no alongamento de prazos das aplicações, sempre com base na premissa principal, que é o controle da liquidez.

O fluxo de pagamentos das obrigações da Companhia, com Empréstimos, Financiamentos e Debêntures, pós e pré-fixadas, incluindo os juros previstos nos contratos, podem ser observadas na tabela abaixo:

Consolidado	Até 1 mês	De 1 a 3 meses	De 3 meses a 1 ano	De 1 a 5 anos	Mais de5 anos	Total
Instrumentos Financeiros à taxa de Juros:						
- Pós-fixadas						
Empréstimos, financiamentos e debêntures	616	351	3.514	9.199	5.508	19.188
Concessões a pagar	2	5	13	67	163	250
Dívida pactuada c/fundo de Pensão (FORLUZ)	8	16	76	459	949	1.508
	626	**372**	**3.603**	**9.725**	**6.620**	**20.946**
- Pré-fixadas						
Empréstimos, financiamentos e debêntures	3	9	876	129	233	1.250
Fornecedores	1.735	-	-	-	-	1.735
	1.738	**9**	**876**	**129**	**233**	**2.985**
	2.364	**381**	**4.479**	**9.854**	**6.853**	**23.931**

Risco de Crédito

O risco decorrente da possibilidade de a Cemig e suas controladas e controladas em conjunto virem a incorrer em perdas, advindas da dificuldade de recebimento dos valores faturados a seus clientes, é considerado baixo. A Companhia faz um acompanhamento, buscando reduzir a inadimplência, de forma individual, junto aos seus consumidores. Também são estabelecidas negociações que viabilizem o recebimento dos créditos eventualmente em atraso.

A Provisão para Devedores Duvidosos constituída em 2012, considerada como adequada em relação aos créditos a receber em atraso da Companhia e suas controladas e controladas em conjunto, foi de R$315.

No que se refere ao risco decorrente da possibilidade de a Companhia e suas controladas e controladas em conjunto virem a incorrer em perdas, advindas da decretação de insolvência de Instituição Financeira em que mantenha depósitos, foi aprovada uma Política de Aplicação Financeira que vigora desde 2004, onde cada Instituição é analisada segundo critérios de liquidez corrente, grau de alavancagem, grau de inadimplência, rentabilidade e custos, além de análise de três Agências de classificação de Riscos Financeiros. As instituições recebem limites máximos de alocação de recursos, que são revisados, periodicamente, ou sob qualquer alteração nos cenários macroeconômicos da economia brasileira.

A Cemig administra o risco de contraparte de instituições financeiras com base em uma política interna aprovada pelo Comitê de Gerenciamento de Riscos Financeiros da Companhia.

Esta Política avalia e dimensiona, além dos riscos de crédito das instituições, o risco de liquidez, o risco de mercado da carteira de investimentos e o risco operacional da Tesouraria.

Todas as aplicações são realizadas em títulos financeiros que têm características de renda fixa, sempre atrelados ao CDI.

Como instrumento de gestão, a Cemig divide a aplicação de seus recursos em compras diretas de papéis (carteira própria) e em três fundos de investimentos, que possuem aproximadamente 20% da carteira total. Os fundos de investimentos aplicam os recursos exclusivamente em produtos de renda fixa, tendo como cotistas apenas empresas do grupo. Eles obedecem à mesma política adotada nas aplicações em carteira própria.

As premissas mínimas para a concessão de crédito às instituições financeiras se concentram em três itens:

1. *Rating* de duas agências de riscos
2. Patrimônio Líquido mínimo superior a R$400
3. Índice de Basiléia superior a 12.

Superando estes limites de corte, os bancos são classificados em três grupos, conforme o valor do seu Patrimônio. A partir desta classificação, são estabelecidos limites de concentração por grupo e por instituição:

Grupo	Patrimônio Líquido	Concentração	Limite por Banco (% do PL)**
A1	Superior a R$3,5 bilhões	Mínima de 80%	7,0%
A2	Entre R$1,0 bilhão e R$3,5 bilhões	Máxima de 20%	Entre 2,8% e 7,0%
B	Entre R$400 milhões e R$1,0 bilhão	Máxima de 20%	Entre 1,6% e 4,2%

** o percentual concedido a cada banco dependerá de uma avaliação individual de indicadores como liquidez, qualidade da carteira de crédito, entre outros.

Além destes pontos, a Cemig estabelece também, dois limites de concentração:

1. Nenhum banco poderá ter mais do que 30% da carteira do Grupo;
2. Nenhum banco poderá ter mais do que 50% da carteira de uma Empresa.

Risco de Aceleração do Vencimento de Dívidas

A Companhia, suas controladas e controladas em conjunto possuem Contratos de Empréstimos e Financiamentos, com Cláusulas Restritivas (“*covenants*”), normalmente, aplicáveis a esses tipos de operações, relacionadas ao atendimento de índices econômico-financeiros, geração de caixa e outros indicadores. O não atendimento destas cláusulas poderia implicar o vencimento antecipado das dívidas.

Em 31 de dezembro de 2012 algumas das cláusulas restritivas da Cemig não foram atendidas. A Companhia está em processo de obtenção do consentimento dos credores que que não seja exigido o pagamento imediato ou antecipado dos montantes devidos até 31 de dezembro de 2012.

A Companhia tem a expectativa de obtenção dos consentimentos, mas como esse fato ocorrerá em data posterior a 31 de dezembro de 2012, os contratos cujas cláusulas não foram atendidas estão reconhecidos no Passivo Circulante. O montante transferido para o Passivo Circulante em decorrência das cláusulas restritivas não atendidas foi de R$1.206.

A Companhia não foi impactada negativamente, de forma significativa, em função de ocorrências relacionadas aos riscos descritos acima.

b) Instrumentos Financeiros - Derivativos

Os Instrumentos Derivativos, contratados pela Cemig, suas controladas e controladas em conjunto têm o propósito de proteger as operações contra os riscos decorrentes de variação cambial e não são utilizados para fins especulativos.

Os valores do Principal das operações com Derivativos não são registrados no Balanço Patrimonial, visto que são referentes a operações que não exigem o trânsito de caixa integral, mas somente dos ganhos ou perdas auferidos ou incorridos. Os resultados líquidos, nestas operações, representam um ganho, em 31 de dezembro de 2012, no montante de R$28 (ganho de R$16 em 31 de dezembro de 2011), registradas no Resultado Financeiro.

A Companhia possui um Comitê e Gestão de Riscos Financeiros, criado com o objetivo de monitorar os Riscos Financeiros, relativos à volatilidade e tendências dos índices de inflação, taxas de câmbio e taxas de juros, que afetam suas transações financeiras, e as quais poderiam afetar, negativamente, a liquidez e lucratividade. Esse Comitê objetiva, ao implementar Planos de ação, a fixação de Diretrizes para operação proativa no ambiente de Riscos Financeiros.

A Companhia possui instrumentos derivativos contratados pela sua controlada indireta UNISA, que é controlada em conjunto pela Taesa. Esses derivativos tiveram como propósito proteger suas operações contra os riscos de flutuação nas taxas de câmbio, e não são utilizados para fins especulativos.

A Companhia, por meio das operações contratadas pela UNISA, está exposta a flutuação da taxa de câmbio em virtude dos financiamentos com o BID (parte indexada a uma cesta de moedas) e com o BID indexado a US$. Para mitigar os efeitos da flutuação da taxa de câmbio, a UNISA utilizou-se de instrumentos financeiros derivativos (hedge) e contratou operações de opção de compra durante o exercício.

Por meio da controlada indireta em conjunto Madeira, a Companhia possuía hedge de fluxo de caixa, integralmente resgatados em 2012.

Os derivativos designados como “hedge de fluxo de caixa” e que se qualificarem para o hedge accounting devem ser devidamente documentados para este fim. A Companhia considera altamente efetivos os instrumentos que compensem entre 80% e 125% da mudança no preço do item para o qual a proteção foi contratada.

A Companhia possui instrumentos derivativos contratados pela sua controlada Light. Esses derivativos tiveram como propósito proteger suas operações contra os riscos de flutuação nas taxas de câmbio, e não são utilizados para fins especulativos. Considerando que parte dos empréstimos e financiamentos da controlada indireta Light SESA é denominada em moeda estrangeira, esta se utiliza de instrumentos financeiros derivativos (operações de "swap") para proteção do serviço associado às tais dívidas (principal mais juros e comissões) a vencer em até 24 meses além do swap de taxas anteriormente mencionado.

Metodologia de cálculo do valor justo das posições

O cálculo do valor justo dos instrumentos financeiros foi elaborado, considerando as cotações de Mercado do papel ou informações de Mercado, que possibilitem tal cálculo, bem como as taxas futuras de juros e câmbio de papéis similares. O valor de Mercado do título corresponde ao seu valor de vencimento, trazido a valor presente pelo fator de desconto, obtido da curva de juros de Mercado, em Reais.

O quadro, a seguir, apresenta os Instrumentos Derivativos, contratados pelas Controladas, Cemig Distribuição e Madeira em 31 de dezembro de 2012

						Perda não realizada				Efeito acumulado	
Direito da Companhia	Obrigação da Companhia	Período de Vencimento	Mercado de Negociação	Valor principal contratado		Valor Conforme contrato		Valor justo		Valor Recebido	Valor Pago
				2012	2011 Reclassificado	2012	2011 Reclassificado	2012	2011 Reclassificado	2012	2012
Cemig Distribuição SA											
US$ variação cambial + taxa (5,58% a.a. a 7,14% a.a.)	R$ 100% do CDI + taxa (1,5% a.a. a 3,01%a.a.)	De 04/2009 até 06/2013	Balcão	US$8	US$17	(24)	(48)	(24)	(48)	-	(25)
Taxa de 11,47% a a	Taxa de 96% de CDI	Vencimento em10/05/2013	Balcão	R$600	R$600	32	8	44	23	-	-
Cemig Geração e Transmissão SA											
Madeira Energia SA											
R$ IGP-M	R$ 5,86% pré-fixada	Em 12/2012	Balcão	-	R$120	-	1	-	1	2	-
Euro	Variação preço futuro do Euro	Em 02/2012	Opção	-	R$2	-	-	-	-	-	-
Taesa											
ATE II Transmissora de Energia (*)											
Libor6M + Over Libor	USD	Em 11/2022	Swap	42	28	-	-	-	-	-	-
Libor6M + Over Libor	USD	Em 11/2018	Swap	5	3	-	-	-	-	-	-
ATE III Transmissora de Energia (*)											
Libor6M + Over Libor	USD	Em 05/2020	Swap	60	39	-	-	-	-	-	-
BRL	USD	Em 11/2012	Opção	5	3	-	-	-	-	-	-
BRL	USD	Em 05/2013	Opção	5	3	-	-	-	-	-	-
BRL	USD	Em 05/2012	Opção	-	3	-	-	-	-	-	-
Light											
101,9% CDI + (TJLP -6%)	Taxa de 0,85% + CDI	Em 10/2012	Swap	R$150	R$150	-	-	1	-	-	-
US$ + variação entre (2,20% a 3,58%)	100% CDI	Entre 09/2012 a 04/2014	Swap	US$10	US$9	1	-	1	-	-	-
Libor + 2,5294%	100% CDI + 0,65%	10/2014	Swap	U$50	U$50	5	2	5	1	-	-
Euro + 4,6823%	100% CDI + 1,30%	10/2014	Swap	€35	€35	3	-	4	-	-	-
US$ + Libor + 1,66%	100% CDI + 1,00%	Entre 02/17 a 02/18	Swap	US$180	-	-	-	(2)	-	-	-
						17	**(37)**	**29**	**(24)**	**2**	**(25)**

(*) Empresas controladas da Taesa

1) Os valores apresentam a operação proporcional à participação da Cemig GT
2) Os Valores Justos apresentam um ganho para a Companhia
3) Valores em Milhares de reais
4) Valor Recebido é o valor acumulado do exercício (Jan/12 a Dez/2012)

A contraparte das operações de derivativos são os Bancos Bradesco, Itaú, HSBC, Citibank, Bank of America, BNP Paribas e o Banco Santander - ABN, e os contratos são de swap cambial e de indexadores.

Análise de sensibilidade

O instrumento derivativo descrito, anteriormente, indica que a Companhia está exposta a variação do CDI. A Companhia, com base em nossos consultores financeiros, estima um cenário provável em 31 de dezembro de 2013, que a taxa do CDI será de 7,25% e a valorização cambial da moeda estrangeira, em relação ao Real, será de 0,29% para o Dólar (R$ 2,050).

A Companhia fez uma análise de sensibilidade dos efeitos nos resultados da Companhia advindos de uma alta na taxa SELIC e da variação cambial do Dólar de 25% e 50% em relação a 31 de dezembro de 2012, cenários que são considerados como possível e remoto, respectivamente.

Nesses cenários possível e remoto, a taxa do CDI em 31 de dezembro 2013 seria de 9,06% e 10,88% respectivamente.

a) Risco da variação do CDI em relação à variação do Dólar

	Saldo em 31/12/2012	Cenário Provável 7,25%	Cenário Possível 9,06%	Cenário Remoto 10,88%
Risco - Alta nas Taxas de juros nacionais				
Contratos atualizados a 100,00% do CDI	24	26	26	26
Efeito Líquido da Variação do CDI		**(2)**	**(2)**	**(2)**
Risco - Alta do US$				
Contratos atualizados a 100,00% do CDI	24	24	30	36
Efeito Líquido da Variação do US$		-	**6**	**12**
Efeito Líquido		**(2)**	**4**	**10**

b) Risco da variação do CDI em relação à taxa fixa de 11,47% a.a.

Risco da variação do CDI em relação ao Cenário Base

	Saldo em 31/12/2012	Cenário Provável	Cenário Possível	Cenário Remoto
Risco - Alta nas Taxas de juros nacionais				
Contratos atualizados a 96% do CDI	600	642	652	663
Efeito Líquido da Variação do CDI		**(42)**	**(52)**	**(63)**
Risco - Taxa Fixa de Juros				
Contratos atualizados a 11,47% a.a.	600	669	669	669
Efeito Líquido da Variação da taxa de juros		**(69)**	**(69)**	**(69)**
Efeito Líquido		**27**	**17**	**6**

Valor e tipo de margens dadas em garantia

A Companhia não deposita margens de garantias para os Instrumentos Derivativos.

c) Administração de Capital

A dívida da Companhia para a relação ajustada no capital ao final do exercício é apresentada a seguir:

	2012	2011
Total do Passivo	28.729	25.264
(-) Caixa e Equivalentes de Caixa	(2.486)	(2.862)
(-) Fundos Vinculados	(132)	(3)
Passivo Líquido	**26.111**	**22.399**
Total do Patrimônio Líquido	**12.044**	**11.745**
Relação Passivo Líquido sobre Capital Ajustado	2,17	1,91

29. MENSURAÇÃO PELO VALOR JUSTO

A companhia adota a mensuração a valor justo de seus ativos e passivos financeiros. Valor justo é mensurado a valor de mercado com base em premissas em que os participantes do mercado possam mensurar um ativo ou passivo. Para aumentar a coerência e a comparabilidade, a hierarquia do valor justo prioriza os insumos utilizados na medição em três grandes níveis, como segue:

- Nível 1. Mercado Ativo: Preço Cotado – Um instrumento financeiro é considerado como cotado em mercado ativo se os preços cotados forem pronta e regularmente disponibilizados por bolsa ou mercado de balcão organizado, por operadores, por corretores, ou por associação de mercado, por entidades que tenham como objetivo divulgar preços por agências reguladoras, e se esses preços representarem transações de mercado que ocorrem regularmente entre partes independentes, sem favorecimento.

- Nível 2. Sem Mercado Ativo: Técnica de Avaliação - Para um instrumento que não tenha mercado ativo o valor justo deve ser apurado utilizando-se metodologia de avaliação/apreçamento. Podem ser utilizados critérios como dados do valor justo corrente de outro instrumento que seja substancialmente o mesmo, de análise de fluxo de caixa descontado e modelos de apreçamento de opções. O objetivo da técnica de avaliação é estabelecer qual seria o preço da transação na data de mensuração em uma troca com isenção de interesses motivada por considerações do negócio.

- Nível 3. Sem Mercado Ativo: Títulos e Valores Mobiliários – Valor justo de investimentos em títulos patrimoniais que não tenham preços de mercado cotados em mercado ativo e de derivativos que estejam a eles vinculados e que devam ser liquidados pela entrega de títulos patrimoniais não cotados. O valor justo é determinado de acordo com modelos de precificação geralmente aceitos, baseado em análises dos fluxos de caixa descontados.

A seguir está um resumo dos instrumentos que são mensurados pelo seu valor justo:

Descrição	Saldo em 31 de dezembro de 2012	Valor justo em 31 de dezembro de 2012		
		Mercado Ativo – Preço Cotado (Nível 1)	Sem Mercado Ativo – Técnica de Avaliação (Nível 2)	Sem Mercado Ativo – Título Patrimonial (Nível 3)
Ativos				
Títulos e Valores Mobiliários				
Certificados de Depósitos Bancários	685	-	685	-
Letras Financeiras do Tesouro (LFTs)	46	-	46	-
Letras Financeiras - Bancos	225	-	225	-
Outros	117	-	117	-
	1.073	**-**	**1.073**	**-**
Fundos Vinculados	132	-	132	-
Contratos de Swaps	32	-	32	-
Ativos Financeiros da Concessão	5.585	-	-	5.585
	5.749	**-**	**164**	**5.585**
Passivos				
Contratos de Swaps	(1)	-	(1)	-

Metodologia de cálculo do valor justo das posições

Ativos Financeiros da Concessão: mensurados ao valor novo de reposição (VNR), equivalente ao valor justo, conforme critérios estabelecidos em regulamento do poder concedente com base no valor dos ativos em serviço pertencentes à concessão e que serão reversíveis no final da concessão.

A Companhia registrou os ativos financeiros da concessão pelo valor justo em 31 de dezembro de 2012. Desta maneira, não existem movimentações de resultado, além daquelas divulgadas na nota 4 destas demonstrações financeiras.

Aplicações Financeiras: elaborado levando-se em consideração as cotações de mercado do papel, ou informações de mercado que possibilitem tal cálculo, levando-se em consideração as taxas futuras de juros e câmbio de papéis similares. O valor de mercado do título corresponde ao seu valor de vencimento trazido a valor presente pelo fator de desconto obtido da curva de juros de mercado em reais.

Contratos de Swaps: O critério de marcação a mercado das operações de derivativos consiste em estabelecer o preço atual de uma operação já contratada de tal forma que sua reposição traga os mesmos resultados de uma nova operação. A precificação de swaps é feita pela diferença entre os valores a mercado de cada uma de suas pontas corrigidas pelo seu indexador. A precificação do swap da ponta CDI é calculada da data de início da operação até a data de verificação considerando a projeção futura deste indexador pelo mercado na data de mensuração. A precificação da ponta Dólar do swap é corrigida pela variação cambial da moeda, considerando uma expectativa futura e prêmio de risco embutido.

30. SEGUROS

A Cemig, suas controladas e controladas em conjunto mantém apólices de seguro visando cobrir danos em determinados itens do seu ativo, por orientação de especialistas, conforme relação abaixo, levando em conta a natureza e o grau de risco, por montantes considerados suficientes para cobrir eventuais perdas significativas sobre seus ativos e responsabilidades. As premissas de riscos adotadas, dada a sua natureza, não fazem parte do escopo de uma auditoria de Demonstrações Contábeis, consequentemente não foram analisadas pelos auditores independentes.

Ativos	Cobertura	Data de Vigência	Importância Segurada	Prêmio Anual
Cemig, Cemig D e Cemig GT				
Aeronáutico – Aeronaves	Casco	29/04/2012 a 29/04/2013	US$14	-
	Responsabilidade Civil	29/04/2012 a 29/04/2013	US$24	
Almoxarifados, Instalações Prediais e Equipamentos de Telecomunicações	Incêndio	08/11/2012 a 08/11/2013	R$ 939	-
Risco Operacional – Geradores, Turbinas e Equipamentos de Potência	Total	07/12/2012 a 07/12/2013	R$1.832(1)	R$ 2
Light				
Diretores e Conselheiros	Total	10/08/2012 a 10/08/2013	R$ 40	-
Responsabilidade Civil Geral	Total	25/09/2012 a 25/09/2013	R$ 20	R$ 1
Risco Operacional	Total	31/10/2012 a 31/10/2013	R$ 4.881 (2)	R$ 2
Taesa				
Risco Operacional – Subestações, almoxarifado e Inst. Prediais (*)	Total (3)	19/08/2012 a 19/08/2013	R$ 933	R$ 1
Risco Operacional – Subestações, almoxarifado e Inst. Prediais (**)	Total (3)	13/12/2012 a 13/12/2013	R$ 1.887	R$ 1
Empresas Concessionárias ou não de Serviços de Produção e Distribuição de Energia Elétrica (*)	Responsabilidade Civil	19/08/2012 a 19/08/2013	LMI R$10	-
Empresas Concessionárias ou não de Serviços de Produção e Distribuição de Energia Elétrica (**)	Responsabilidade Civil	13/12/2012 a 13/12/2013	LMI R$10	-
Diretores e Gerentes (***)	Responsabilidade Civil	18/08/2012 a 18/08/2013	LMG R$10	-
Veículos (****)	105% da Tabela Fipe	19/08/2012 a 19/08/2013	-	-
Madeira				
Garantia – Performance Bond	Obrigações decorrentes do contrato de concessão	07/03/2008 a 11/10/2016	R$ 163	R$ 20
Risco Operacional de Engenharia – Construção, Instalação e montagem	Total	11/11/2008 a 03/11/2016	Diversos (3)	R$ 135

Manutenção Garantia	RE/All Risks dos equipamentos sob o período de manutenção/garantia.(6)	23/03/2011 a 30/11/2017	R$ 4.515	R$ 26
Compreensivo Multirisco	Almoxarifado de Materiais Permanentes	26/09/2012 a 26/09/2013	R$ 65	-
Responsabilidade Civil - Obras - 2º Layer	RC Obras/Cruzada e Empregador(7)	06/04/2012 a 06/04/2015	R$ 60	-
Transportes - Nacional	Danos a bens e mercadorias durante transporte, incluindo DSU(8)	31/01/2010 a 31/12/2015	R$ 3.176	R$ 2
Transportes - Internacional	Danos a bens e mercadorias durante transporte, incluindo DSU(9)	31/01/2010 a 31/12/2015	USD 310	-
Responsabilidade Civil - Operações - Concessionárias de Energia	Danos a terceiros devido operações da UHE.	31/12/2011 a 31/12/2012	R$ 50	R$ 1
Responsabilidade Civil - Diretores e Administradores (D&O)	RC atribuída aos Diretores e Administradores	15/08/2012 a 15/08/2013	R$ 50	-

(1) O limite máximo de indenização (LMI) é de R$170.
(2) O limite máximo de indenização (LMI) é de R$300.
(3) R$10 para Responsabilidade Civil, R$12.719 para Risco de Engenharia – All Risk, R$1.630 para ALOP (Perda de receita por atraso na obra, devido a sinistro de danos materiais), R$2.929 para Riscos Operacionais: todos os contratos de serviços permanentes da usina.
(4)Valores incluídos apenas das concessões NVT, TSN, ETEO e empresa Taesa.
(5) Valores incluídos de Taesa, NTE, BRASNORTE e ETAU.
(6) O limite máximo de indenização (LMI) é de R$20, exceto para uma apólice de R$231 da controlada NTE que é de R$50.
(7) O limite máximo de indenização (LMI) é de R$50.

(*)Valores incluídos apenas das concessões NVT, TSN, ETEO, NTE, BRASNORTE, ETAU e empresa Taesa.
(**) Valores incluídos de ATE, ATE II, ATE III e STE.
(***) Taesa
(****) Valores incluídos de TSE, NVT, ETEO e BRASNORTE.

A Cemig não tem apólices de seguro para cobrir acidentes com terceiros, exceto para suas aeronaves, e não está solicitando propostas para este tipo de seguro. Adicionalmente, a Cemig não solicitou propostas e não possui apólices vigentes para seguros contra eventos que poderiam afetar suas instalações, tais como terremotos e inundações, falhas sistêmicas ou risco de interrupção dos negócios.

A companhia não tem sofrido perdas significativas em função dos riscos acima mencionados.

31. OBRIGAÇÕES CONTRATUAIS

A Cemig e suas controladas possuem obrigações contratuais e compromissos que incluem, principalmente, a amortização de empréstimos e financiamentos, contratos com empreiteiros para a construção de novos empreendimentos, compra de energia elétrica de Itaipu e outros, conforme demonstrado na tabela a seguir:

	2013	2014	2015	2016	2017	2018 em diante	Total
Empréstimos e Financiamentos	5.912	2.416	1.703	1.155	1.656	3.328	**16.170**
Compra de Energia Elétrica de Itaipu	971	988	984	948	963	32.526	**37.380**
Transporte de Energia Elétrica de Itaipu	27	25	26	26	29	1.464	**1.597**
Compra de Energia - Leilão	2.249	2.102	2.210	2.326	2.422	63.180	**74.489**
Cotas Medida Provisória 579/2012	334	215	785	736	684	36.186	**38.940**
Outros contratos de Compra de Energia	1.932	1.977	1.667	1.573	2.031	41.265	**50.445**
Dívida com Plano de Pensão - Forluz	51	54	58	61	65	526	**815**
Total	**11.476**	**7.777**	**7.433**	**6.825**	**7.850**	**178.475**	**219.836**

32. DEMONSTRAÇÃO SEGREGADA POR EMPRESA

DEMONSTRAÇÕES SEGREGADAS POR EMPRESA EM 31 DE DEZEMBRO DE 2012												
DESCRIÇÃO	HOLDING	CEMIG - GT	CEMIG-D	LIGHT	ETEP, ENTE, ERTE, EATE, ECTE	GASMIG	CEMIG TELECOM	SÁ CARVALHO	ROSAL	OUTRAS	ELIMINAÇÕES / TRANSFERÊNCIAS	TOTAL
ATIVO	**17.056**	**16.235**	**11.641**	**3.068**	**1.412**	**938**	**422**	**179**	**146**	**1.627**	**(11.950)**	**40.773**
Caixa e Equivalentes de Caixa	1.057	825	190	103	44	19	32	6	3	205	-	**2.486**
Contas a Receber	-	678	1.888	457	32	74	-	5	4	134	(77)	**3.198**
Títulos e Valores Mobiliários - Aplic. Financeira	35	1.420	101	2	-	4	47	14	7	90	-	**1.720**
Tributos	452	250	1.361	305	5	64	34	1	-	84	-	**2.555**
Outros Ativos	3.256	362	1.564	153	73	168	45	4	-	80	(609)	**5.098**
Investimentos/Imob/Intangível/Financeiro de Concessão	12.256	12.699	6.537	2.049	1.253	609	265	149	131	1.034	(11.264)	**25.717**
PASSIVO	**17.056**	**16.235**	**11.641**	**3.068**	**1.412**	**938**	**422**	**179**	**146**	**1.627**	**(11.950)**	**40.773**
Fornecedores e suprimentos	12	291	1.117	225	32	43	11	1	5	64	(65)	**1.735**
Empréstimo, Financiamento e Debêntures	1.103	8.140	4.610	1.216	399	172	143	-	-	388	-	**16.170**
Juros sobre capital próprio e Dividendos	3.479	311	120	19	9	22	-	7	4	21	(513)	**3.479**
Obrigações Pós-Emprego	104	445	1.413	285	-	-	-	-	-	70	-	**2.318**
Tributos	60	917	944	201	159	28	10	45	1	84	198	**2.647**
Outros Passivos	254	635	975	271	43	191	10	3	2	101	(105)	**2.379**
Patrimônio Líquido	12.044	5.495	2.463	851	770	482	248	124	134	899	(11.465)	**12.044**
RESULTADO												
Receita Operacional Líquida	**-**	**5.424**	**9.504**	**2.091**	**339**	**625**	**136**	**55**	**40**	**785**	**(539)**	**18.460**
Custos e Despesas Operacionais	**(519)**	**(2.428)**	**(9.007)**	**(1.803)**	**(77)**	**(573)**	**(118)**	**(14)**	**(24)**	**(614)**	**539**	**(14.639)**
Energia Elétrica Comprada para Revenda	-	(729)	(4.180)	(1.038)	-	-	-	(1)	(10)	(267)	272	**(5.951)**
Encargos de Uso da Rede Básica de Transmissão	-	(269)	(794)	(143)	-	-	-	-	(3)	(40)	239	**(1.011)**
Gás Comprado para Revenda	-	-	-	-	-	(495)	-	-	-	-	-	**(495)**
Custo de construção	-	(118)	(1.228)	(174)	(39)	(25)	-	-	-	(45)	-	**(1.630)**
Pessoal	(34)	(311)	(830)	(77)	(11)	(21)	(39)	(1)	(1)	(35)	-	**(1.361)**
Participações dos Empregados no Resultado	(13)	(63)	(164)	-	-	-	(1)	-	-	(2)	-	**(244)**
Obrigações Pós-Emprego	(10)	(30)	(94)	-	-	-	-	-	-	-	-	**(134)**
Materiais	-	(19)	(52)	(7)	-	(1)	-	-	-	(3)	-	**(82)**
Serviços de Terceiros	(22)	(218)	(695)	(109)	(14)	(8)	(22)	(2)	(3)	(60)	28	**(1.127)**
Comp. Financ. pela Utilização de Recursos Hídricos	-	(179)	-	-	-	-	-	(2)	(1)	(4)	-	**(186)**
Depreciação e Amortização	-)	(357)	(393)	(101)	(7)	(20)	(36)	(6)	(4)	(77)	-	**(1.001)**
Provisões Operacionais	(401)	2	(269)	(95)	-	-	-	-	-	(19)	-	**(782)**
Outras Despesas Líquidas	(39)	(136)	(307)	(61)	(5)	(3)	(19)	(1)	(1)	(63)	1	**(635)**
Resultado Operac. antes do Res. de Equiv. Patrim. e Financeiro	**(519)**	**2.996**	**497**	**287**	**262**	**52**	**18**	**41**	**17**	**171**	**-**	**3.821**
Ganho na diluição de participação em controladas em conjunto	-	259	-	4	-	-	-	-	-	1	-	**264**
Resultado de Equivalência Patrimonial	-	(3)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	**(3)**
Receita Financeira	2.477	258	289	52	5	31	11	1	1	85	-	**3.210**
Despesa Financeiro	(137)	(898)	(574)	(172)	(41)	(12)	(13)	-	-	(110)	-	**(1.958)**
Resultado antes do IR e CSLL	**1.820**	**2.612**	**212**	**171**	**225**	**71**	**16**	**42**	**18**	**148**	**-**	**5.335**
Imposto de Renda e Contribuição Social	(119)	(632)	(313)	(55)	(37)	(14)	(4)	(14)	(2)	(314)	-	**(1.504)**
Imposto de Renda e Contribuição Social Diferidos	(68)	(61)	292	9	8	-	(2)	1	-	262	-	**441**
Resultado do Período	**1.633**	**1.919**	**191**	**125**	**196**	**56**	**10**	**29**	**16**	**96**	**-**	**4.272**

DEMONSTRAÇÕES SEGREGADAS POR EMPRESA EM 31 DE DEZEMBRO DE 2011 RECLASSIFICADO												
DESCRIÇÃO	HOLDING	CEMIG - GT	CEMIG-D	LIGHT	ETEP, ENTE, ERTE, EATE, ECTE	GASMIG	CEMIG TELECOM	SÁ CARVALHO	ROSAL	OUTRAS	ELIMINAÇÕES / TRANSFERÊNCIAS	TOTAL
ATIVO	**14.465**	**15.493**	**10.458**	**2.906**	**1.421**	**854**	**420**	**175**	**147**	**1.429**	**(10.757)**	**37.009**
Caixa e Equivalentes de Caixa	227	1.550	527	202	33	45	84	10	8	178	-	2.862
Contas a Receber	-	635	1.923	438	37	166	-	5	4	135	(174)	3.169
Títulos e Valores Mobiliários - Aplic. Financeira	180	170	5	2	-	-	-	-	-	2	-	359
Tributos	521	288	927	244	13	67	36	-	-	67	-	2.162
Outros Ativos	1.541	335	1.254	163	48	30	32	4	-	74	528	4.007
Investimentos/Imob/Intangível/Financeiro de Concessão	11.997	12.516	5.822	1.858	1.291	545	269	155	135	974	(11.111)	24.449
PASSIVO	**14.465**	**15.493**	**10.458**	**2.906**	**1.421**	**853**	**420**	**174**	**147**	**1.429**	**(10.757)**	**37.009**
Fornecedores e suprimentos	12	177	753	197	8	37	10	1	2	59	(66)	1.190
Empréstimo, Financiamento e Debêntures	1.030	8.348	3.511	1.085	406	131	98	-	-	350	820	15.779
Juros sobre capital próprio e Dividendos	1.243	-	109	19	14	22	7	2	-	22	(197)	1.243
Obrigações Pós-Emprego	100	438	1.393	286	-	-	-	-	-	70	-	2.287
Tributos	36	840	1.002	203	207	33	10	46	1	51	-	2.428
Outros Passivos	299	603	1.033	275	32	184	8	2	2	98	(200)	2.337
Patrimônio Líquido	11.745	5.086	2.656	840	754	445	288	124	142	779	(11.114)	11.745
RESULTADO												
Receita Operacional Líquida	**-**	**4.531**	**8.510**	**1.810**	**277**	**458**	**126**	**50**	**39**	**440**	**(492)**	**15.749**
Custos e Despesas Operacionais	**(92)**	**(2.116)**	**(7.281)**	**(1.592)**	**(55)**	**(383)**	**(104)**	**(13)**	**(34)**	**(265)**	**492**	**(11.445)**
Energia Elétrica Comprada para Revenda	-	(583)	(2.936)	(874)	-	-	-	(1)	(1)	(113)	230	(4.278)
Encargos de Uso da Rede Básica de Transmissão	-	(245)	(672)	(124)	-	-	-	-	(3)	(25)	238	(830)
Gás Comprado para Revenda	-	-	-	-	-	(329)	-	-	-	-	-	(329)
Custo de construção	-	(92)	(1.175)	(207)	(23)	-	-	-	-	(31)	-	(1.529)
Pessoal	(37)	(300)	(767)	(64)	(10)	(19)	(28)	(1)	(1)	(21)	-	(1.249)
Participações dos Empregados no Resultado	(15)	(55)	(148)	-	-	-	(2)	-	-	-	-	(221)
Obrigações Pós-Emprego	(8)	(28)	(87)	-	-	-	-	-	-	-	-	(124)
Materiais	-	(23)	(64)	(7)	-	(1)	-	-	-	(1)	-	(98)
Serviços de Terceiros	(13)	(164)	(681)	(107)	(15)	(6)	(21)	(3)	(3)	(38)	19	(1.031)
Comp. Financ. pela Utilização de Recursos Hídricos	-	(148)	-	-	-	-	-	(2)	(1)	(3)	-	(154)
Depreciação e Amortização	-	(381)	(384)	(105)	(3)	(22)	(35)	(5)	(26)	(23)	-	(983)
Provisões Operacionais	2	(12)	(161)	(78)	-	-	(1)	-	1	(8)	-	(258)
Outras Despesas Líquidas	(20)	(86)	(205)	(26)	(5)	(5)	(16)	(1)	-	(2)	6	(362)
Resultado Operac. antes do Res. de Equiv. Patrim. e Financeiro	**(92)**	**2.416**	**1.230**	**218**	**222**	**75**	**21**	**36**	**4**	**174**	**-**	**4.304**
Resultado de Equivalência Patrimonial	**2.467**	**(1)**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**(2.467)**	**(1)**
Receita Financeira	173	277	310	45	17	26	11	2	1	133	-	995
Despesa Financeiro	(114)	(939)	(526)	(163)	(34)	(12)	(13)	-	21	(185)	-	(1.965)
Resultado antes do IR e CSLL	**2.434**	**1.753**	**1.013**	**101**	**205**	**88**	**19**	**37**	**27**	**122**	**(2.467)**	**3.333**
Imposto de Renda e Contribuição Social	(143)	(469)	(355)	(27)	(34)	(20)	(6)	(13)	(2)	(43)	-	(1.111)
Imposto de Renda e Contribuição Social Diferidos	125	(15)	61	7	8	-	5	1	-	1	-	194
Resultado do Período	**2.415**	**1.269**	**720**	**81**	**179**	**68**	**18**	**26**	**25**	**80**	**(2.467)**	**2.415**

33. DEMONSTRAÇÃO DO FLUXO DE CAIXA

Os ativos e passivos relacionados às aquisições e diluições de participações de controladas em conjuntos, com exceção de caixa e equivalente de caixa, foram eliminados na elaboração da demonstração de fluxo de caixa. Estes ativos e passivos estão demonstrados na nota explicativa n° 14.

A Companhia excluiu da demonstração do fluxo de caixa a parcela retida pelo Estado e repassada à União o valor de R$403, referente ao Termo de Conciliação firmado para por fim à demanda judicial existente entre a Cemig e a União.

34. EVENTOS SUBSEQUENTES

a) Emissão de Debêntures da Cemig Distribuição

Em março de 2013, a Cemig D concluiu a 3ª Emissão Pública de Debêntures Simples por meio da qual foram emitidas 2.160.000 debêntures simples, não conversíveis em ações, da espécie quirografária, em três séries, com valor nominal unitário de R$1.000,00 (mil reais) na data de emissão, qual seja, 15 de fevereiro de 2013, totalizando R$2.160. Os recursos líquidos obtidos com a emissão das debêntures foram destinados ao resgate integral das notas promissórias comerciais da 5ª e da 6ª emissão da Cemig D emitidas em 13 de janeiro de 2012, pelo seu valor nominal, acrescido de juros remuneratórios, e aos investimentos na infraestrutura de distribuição. Foram emitidas 410.817 debêntures da primeira série, 1.095.508 debêntures da segunda série e 653.675 debêntures da terceira série, com prazo de vencimento de 5 anos, 8 anos e 12 anos a contar da data de emissão, respectivamente. As debêntures da primeira série farão jus a juros remuneratórios de CDI + 0,69% ao ano, e as debêntures da segunda e da terceira séries terão seu valor nominal unitário atualizado pelo IPCA-IBGE e farão jus a juros remuneratórios correspondentes a 4.70% ao ano e 5,10% ao ano, respectivamente. A 3ª Emissão Pública de Debêntures Simples conta com o aval da sua controladora, a CEMIG.

Em 1º de fevereiro de 2013, a Cemig D emitiu uma Cédula de Crédito Bancário (CCD) em favor do Banco do Brasil, no valor de R$200, para utilização dos recursos na compra de energia, com prazo de 721 dias e juros anuais de 99,5% do CDI, sendo garantida por duplicatas de venda mercantil da CEMIG.

b) Transferência de controle

A Resolução Autorizativa nº 3.845 de 15 de janeiro de 2013, publicada no Diário Oficial da União nº 12 de 17.01.2013, Seção 01, pág 53; anuiu à reestruturação societária da TAESA, controlada em conjunto da Cemig GT, mediante as incorporações da STE e ATE na UNISA e em ato contínuo da NTE e da UNISA em TAESA, gerando as transferências das respectivas concessões das incorporadas, e às transferências de controle da ATE II e ATE III, detidas pela UNISA para a TAESA. As concessionárias têm 120 (cento e vinte) dias para implementação das transferências e 30 (trinta) dias, após implementadas, para apresentação dos documentos comprobatórios, bem com 60 (sessenta) dias para assinarem os Termos Aditivos aos respectivos Contratos de Concessão impactados pelas operações anuídas.

c) Aquisição da participação da Suzano no Consórcio Capim Branco Energia

Em 12 de março de 2013, Cemig Capim Branco Energia S/A, subsidiária integral, celebrou com a Suzano Papel e Celulose S.A. e suas controladas, o contrato definitivo referente à alienação da participação da Suzano no Consórcio Capim Branco Energia. O preço total fixado na oferta, sujeito a eventuais ajustes, referente à participação de 17,8947% da Suzano no Consórcio, é de R$ 320. Deste total, 30,3030%, correspondendo a cerca de R$97, cabem à Cemig Capim Branco.

d) Aprovação da Operação de Reestruturação Societária com a Taesa

Em complemento ao disposto no Fato Relevante de 17 de maio de 2012, a Agência Nacional de Energia Elétrica ("Aneel") aprovou, em 09 de abril de 2013, as transferências, para a Transmissora Aliança de Energia Elétrica S.A. ("Taesa"), (i) dos controles societários diretos das concessionárias de transmissão Empresa Catarinense de Transmissão de Energia S.A. – ECTE, Empresa Regional de Transmissão de Energia S.A. – ERTE, Empresa Norte de Transmissão de Energia S.A. – ENTE, Empresa Paraense de Transmissão de Energia S.A. – ETEP, Empresa Amazonense de Transmissão de Energia S.A. – EATE e Empresa Brasileira de Transmissão de Energia S.A. – EBTE, e (ii) dos controles societários indiretos das concessionárias de transmissão de energia elétrica Sistema de Transmissão Catarinense S.A. – STC, Lumitrans – Companhia Transmissora de Energia, Empresa Santos Dumont de Energia S.A. – ESDE e Empresa de Transmissão Serrana – ETSE, detidos pela Companhia e por sua subsidiária integral Cemig Geração e Transmissão S.A. – Cemig-GT.

A conclusão da Reestruturação Societária ainda está sujeita à anuência dos bancos financiadores, destacadamente do Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social – BNDES.

A Taesa desembolsará, na data da conclusão da Reestruturação Societária, prevista para o 1º semestre de 2013, o valor de R$1.732, corrigido pelo CDI a partir de 31/12/2011, descontados dividendos e/ou juros sobre o capital próprio declarados, pagos ou não.

e) Resultado da 3ª Revisão Tarifária da CEMIG Distribuição SA.

A ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica, em reunião pública realizada em 05 de abril de 2013, divulgou o resultado da 3ª Revisão Tarifária que acarretará o reposicionamento positivo nas tarifas da CEMIG Distribuição SA. Tais tarifas passam a vigorar a partir de 08/04/2013, sendo que o impacto médio percebido pelos consumidores se situará em 2,99%, em decorrência do próprio processo revisional e dos componentes financeiros associados.

A ANEEL já está aplicando os efeitos do Decreto 7.945/12, que dispõe sobre a utilização de recursos da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) para atenuar os custos de aquisição de energia das distribuidoras junto à Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), em função das condições hidrológicas desfavoráveis, com consequente acionamento das usinas termelétricas, e reduzir, em decorrência, o impacto do reajuste tarifário, limitando-o em 3%. O montante que exceda tal percentual será repassado através de parcela única até o décimo dia útil, a contar da publicação de Despacho da ANEEL. Tais recursos oriundos da CDE serão ressarcidos pelos consumidores em até cinco anos, corrigidos pelo IPCA.

Conforme memória de cálculo recebida pela Cemig após homologação do resultado da Revisão Tarifária na reunião da Diretoria da ANEEL, a Base de Remuneração Regulatória Líquida foi de R$5 e a Base de Remuneração Regulatória Bruta de R$15.

f) Aumento do Capital Social e Bonificação de Ações da Cemig

Comunicamos aos nossos acionistas que o Conselho de Administração, em reunião realizada no dia 26/03/2013, deliberou propor à Assembleia Geral de Acionistas a realizar-se no dia 30/04/2013 a aprovação do aumento do Capital Social de R$4.265 para R$4.813, com emissão de 109.654.15 novas ações, com valor nominal de R$5,00 (cinco reais) cada uma, mediante a capitalização de R$548 da Reserva de Capital – Doações e Subvenções para Investimentos, distribuindo-se aos acionistas das ações preferenciais e ordinárias, em consequência, uma bonificação de 12,854843355%, em ações novas, da mesma espécie das antigas e do valor nominal de R$5,00.

Farão jus ao citado benefício todos os acionistas detentores de ações no dia 30/04/2013. As ações passarão a ser negociadas "ex-direitos" à bonificação a partir do dia imediatamente posterior à realização da aludida Assembleia. As ações provenientes da bonificação serão creditadas em 07/05/2013 e não terão direito aos dividendos propostos para o exercício social de 2012.

* * * * * * * * * * *

(Original assinado pelos signatários abaixo)

Djalma Bastos de Morais
Diretor-Presidente

Arlindo Porto Neto
Diretor Vice-Presidente

Luiz Fernando Rolla
Diretor de Finanças e Relações com Investidores

Frederico Pacheco de Medeiros
Diretor de Gestão Empresarial

José Carlos de Mattos
Diretor de Gás

José Raimundo Dias Fonseca
Diretor Comercial

Luiz Henrique de Castro Carvalho
Diretor de Geração e Transmissão

Fernando Henrique Schüffner Neto
Diretor de Desenvolvimento de Negócios

Ricardo José Charbel
Diretor de Distribuição e Comercialização

Luiz Henrique Michalick

Diretor de Relações Institucionais e Comunicação

Maria Celeste Morais Guimarães
Diretora Jurídica

Leonardo George de Magalhães
Superintendente de Controladoria
CRC-MG 53.140

Mário Lúcio Braga

Gerente de Contabilidade
Contador – CRC-MG-47.822

Deloitte Touche Tohmatsu
Rua Paraíba, 1122
20º e 21º andares
30130-141 - Belo Horizonte - MG
Brasil

Tel: +55 (31) 3269-7400
Fax: +55 (31) 3269-7470
www.deloitte.com.br

Relatório dos Auditores Independentes

Ao Conselho de Administração e Acionistas da
Companhia Energética de Minas Gerais - CEMIG
Belo Horizonte, MG, Brasil

Examinamos os balanços patrimoniais da Companhia Energética de Minas Gerais - CEMIG ("Companhia") em 31 de dezembro de 2012 e as respectivas demonstrações consolidadas do resultado, do resultado abrangente, das mutações do patrimônio líquido e dos fluxos de caixa, para o exercício findo naquela data. A administração da Companhia é responsável pela elaboração e adequada apresentação dessas demonstrações financeiras. Nossa responsabilidade é a de expressar uma opinião sobre essas demonstrações financeiras baseada na nossa auditoria.

Nosso exame foi conduzido de acordo com as normas do PCAOB (Conselho de Supervisão de Assuntos Contábeis das Empresas Abertas). Essas normas requerem que a auditoria seja planejada e executada com o objetivo de obter segurança razoável de que as demonstrações financeiras estão livres de distorção relevante. Uma auditoria compreende a constatação, com base em testes, das evidências que suportam os valores e as informações contábeis divulgados nas demonstrações financeiras. Uma auditoria inclui, também, a avaliação da adequação das práticas contábeis utilizadas e a razoabilidade das estimativas contábeis feitas pela administração, bem como a avaliação da apresentação das demonstrações financeiras tomadas em conjunto. Acreditamos que o nosso exame é suficiente e apropriado para fundamentar nossa opinião.

Em nossa opinião, as demonstrações financeiras consolidadas apresentam adequadamente, em todos os aspectos relevantes, a posição patrimonial e financeira da Companhia Energética de Minas Gerais - CEMIG e controladas em 31 de dezembro de 2012, o desempenho consolidado de suas operações e os seus fluxos de caixa consolidados para o exercício findo naquela data, de acordo com as normas internacionais de relatório financeiro (IFRS) emitidas pelo *International Accounting Standards Board – IASB*.

Conforme descrito nas notas explicativas nº. 2.6(h) e 13, os bens do imobilizado da atividade de geração de energia elétrica no regime de produção independente são depreciados pelo seu prazo estimado de vida útil e os ativos financeiros relacionados às atividades de distribuição de gás natural foram determinados pela Administração assumindo indenização do respectivo poder concedente, considerando-se os fatos e circunstâncias que estão mencionados nas referidas notas. À medida que novas informações ou decisões dos órgãos reguladores ou dos poderes concedentes sejam conhecidas, o atual prazo de depreciação dos ativos imobilizados ou a forma de realização do ativo financeiro poderão ou não ser alterados.

Conforme descrito na nota explicativa nº. 1(a), a controlada em conjunto Madeira Energia S.A. e sua controlada estão incorrendo em gastos relacionados com o desenvolvimento do projeto de construção da Usina Hidrelétrica Santo Antônio. Em 31 de dezembro de 2012, o saldo do ativo imobilizado dessa controlada em conjunto, incluído nas demonstrações financeiras consolidadas da Companhia totaliza R$1.452.735 mil. Durante esta fase de desenvolvimento do projeto, a controlada em conjunto Madeira Energia S.A., tem apurado prejuízos recorrentes em suas operações e registrado saldo de passivo circulante superior ao seu ativo circulante. Conforme descrito na nota explicativa 1(a), a Administração da Madeira Energia S.A. possui planos para equalizar a situação do capital circulante liquido negativo e, nesta data, a Madeira Energia S.A. depende do suporte financeiro de seus acionistas e/ou da obtenção de empréstimos com terceiros para continuar operando.

Examinamos, também, em conformidade com as normas do PCAOB - Conselho de Supervisão de Assuntos Contábeis das Empresas Abertas (Estados Unidos), o controle interno na elaboração de relatórios financeiros da Companhia em 31 de dezembro de 2012 com base nos critérios estabelecidos pelo Controle Interno - Estrutura Integrada emitido pelo Comitê das Organizações Patrocinadoras – COSO, e emitimos parecer sem ressalvas sobre o controle interno na elaboração de relatórios financeiros da Companhia, datado de 26 de abril de 2013.

/s/ Deloitte Touche Tohmatsu Auditores Independentes

Belo Horizonte, MG, Brasil
26 de abril de 2013

KPMG Auditores Independentes
R. Paraíba, 1122 - 13º
30130-918 – Belo Horizonte, MG - Brasil
Caixa Postal 509
30123-970 – Belo Horizonte, MG - Brasil
Central Tel

Central Tel: 55 (31) 2128.5700
Fax: 55 (31) 2138.5702
Internet: www.kpmg.com.br

Relatório dos auditores independentes

Aos diretores e acionistas da Companhia Energética de Minas Gerais – CEMIG

Examinamos o balanço patrimonial consolidado da Companhia Energética de Minas Gerais – CEMIG e subsidiárias ("Companhia") em 31 de dezembro de 2011 e as respectivas demonstrações consolidadas do resultado e do resultado abrangente, das mutações do patrimônio líquido e dos fluxos de caixa para cada um dos exercícios findos no período de dois anos encerrado em 31 de dezembro de 2011. Essas demonstrações financeiras consolidadas são de responsabilidade da administração da Companhia. Nossa responsabilidade é a de expressar uma opinião sobre essas demonstrações financeiras consolidadas com base em nossas auditorias.

Conduzimos nossas auditorias de acordo com as normas do Public Company Accounting Oversight Board (Estados Unidos). Essas normas requerem que a auditoria seja planejada e executada com o objetivo de obter segurança razoável de que as demonstrações financeiras estão livres de distorção relevante. Uma auditoria envolve a execução de procedimentos selecionados para obtenção de evidência a respeito dos valores e divulgações apresentados nas demonstrações financeiras. Uma auditoria inclui, também, a avaliação da adequação das práticas contábeis utilizadas e a razoabilidade das estimativas contábeis feitas pela administração, bem como a avaliação da apresentação das demonstrações financeiras tomadas em conjunto. Acreditamos que a evidência de auditoria obtida é suficiente e apropriada para fundamentar nossa opinião.

Em nossa opinião, as demonstrações financeiras consolidadas acima referidas apresentam adequadamente, em todos os aspectos relevantes, a posição patrimonial e financeira consolidada da Companhia Energética de Minas Gerais – CEMIG e subsidiárias em 31 de dezembro de 2011, o desempenho de suas operações e os seus fluxos de caixa para cada um dos exercícios no período de dois anos findo em 31 de dezembro de 2011, de acordo com as normas internacionais de relatório financeiro (IFRS) emitidas pelo International Accounting Standards Board (IASB).

/s/ KPMG Auditores Independentes

Belo Horizonte, Brazil
29 de abril de 2013

Anexo1

COMPANHIA ENERGÉTICA DE MINAS GERAIS – CEMIG

O presente Estatuto Social é uma consolidação do aprovado pela Assembleia Geral de Constituição,
em 22-05-1952 – cuja ata foi arquivada na JUCEMG em 27-05-1952, sob o nº 57386 –,
e pelas Assembleias Gerais reunidas para reforma estatutária, até as últimas AGO/AGE,
realizadas, cumulativamente, em 27-04-2012.

E S T A T U T O   S O C I A L

CAPÍTULO I
Da denominação, constituição, objeto, sede e duração da Companhia

Artigo 1º - A Companhia Energética de Minas Gerais - CEMIG, constituída em 22 de maio de 1952, como sociedade por ações, de economia mista, será regida por este Estatuto e pela legislação aplicável, e destina-se a construir, operar e explorar sistemas de geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica e serviços correlatos; a desenvolver atividades nos diferentes campos de energia, em qualquer de suas fontes, com vistas à exploração econômica e comercial; a prestar serviços de consultoria, dentro de sua área de atuação, a empresas no Brasil e no exterior; e a exercer atividades direta ou indiretamente relacionadas ao seu objeto social, incluindo o desenvolvimento e a exploração de sistemas de telecomunicação e de informação.

Parágrafo Primeiro - As atividades previstas neste artigo poderão ser exercidas diretamente pela CEMIG ou por intermédio de sociedades por ela constituídas, ou de que venha a participar, majoritária ou minoritariamente, mediante deliberação do Conselho de Administração, nos termos das Leis Estaduais de n^{os} 828, de 14 de dezembro de 1951, 8.655, de 18 de setembro de 1984, 15.290, de 4 de agosto de 2004, e 18.695, de 05 de janeiro de 2010.

Parágrafo Segundo - Fica vedado qualquer ato ou decisão nas subsidiárias integrais e controladas da Cemig que possa afetar a condição do Estado de Minas Gerais como acionista controlador da Companhia, nos termos da Constituição do Estado de Minas Gerais e da legislação em vigor.

Parágrafo Terceiro – Como a Companhia negocia valores mobiliários no segmento especial de listagem denominado Nível 1 de Governança Corporativa da BM&FBOVESPA – Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros, sujeitam-se a Companhia, seus acionistas, Administradores e membros do Conselho Fiscal às disposições do Regulamento de Práticas Diferenciadas de Governança Corporativa Nível 1 da BM&FBOVESPA.

Artigo 2º - A Companhia terá sua sede e administração na cidade de Belo Horizonte, Capital do Estado de Minas Gerais, Brasil, podendo abrir escritórios, representações e quaisquer outros estabelecimentos no País e no exterior, mediante autorização da Diretoria Executiva.

Artigo 3º - O prazo de duração da Companhia é indeterminado.

CAPÍTULO II
Do capital e das ações

Artigo 4º - O Capital Social da Sociedade é de R$4.265.091.140,00 (quatro bilhões, duzentos e sessenta e cinco milhões, noventa e um mil, cento e quarenta reais), representado por:

a) 372.837.085 (trezentos e setenta e dois milhões, oitocentos e trinta e sete mil e oitenta e cinco) ações ordinárias, nominativas, do valor nominal de R$ 5,00 cada uma;

b) 480.181.143 (quatrocentos e oitenta milhões, cento e oitenta e um mil, cento e quarenta e três) ações preferenciais, nominativas, do valor nominal de R$ 5,00 cada uma.

Parágrafo Único - O direito de voto será reservado, exclusivamente, às ações ordinárias e cada ação terá direito a um voto nas deliberações da Assembleia.

Artigo 5º - As ações preferenciais gozarão de preferência na hipótese de reembolso de ações e terão um dividendo mínimo anual igual ao maior dos seguintes valores:

a) 10% (dez por cento) calculado sobre seu valor nominal;

b) 3% (três por cento) do valor do patrimônio líquido das ações.

Artigo 6º - As ações ordinárias e preferenciais concorrerão em iguais condições na distribuição de bonificações.

Parágrafo Único - A capitalização da correção monetária do capital social dependerá da decisão da Assembleia Geral, mas será sempre obrigatória quando alcançado o limite determinado no artigo 297 da Lei nº 6.404, de 15 de dezembro de 1976.

Artigo 7º - Nos exercícios em que a Companhia não obtiver lucros suficientes para pagar dividendos a seus acionistas, o Estado de Minas Gerais assegurará às ações do capital da Companhia emitidas até 5 de agosto de 2004, de propriedade de particular, um dividendo mínimo de 6% (seis por cento) ao ano, nos termos do artigo 9º da Lei Estadual nº 828, de 14 de dezembro de 1951, e da Lei Estadual nº 15.290, de 4 de agosto de 2004.

Artigo 8º - O capital subscrito pelo Estado de Minas Gerais, que terá, sempre e obrigatoriamente, a maioria das ações com direito a voto, será realizado de acordo com o disposto na legislação em vigor. O capital subscrito por outras pessoas naturais ou jurídicas será realizado conforme for estabelecido pela Assembleia Geral que deliberar sobre o assunto.

Parágrafo Primeiro - Para atender a deliberação das Assembleias Gerais, poderá a Diretoria suspender, obedecidas as regras da legislação vigente, os serviços de transferências e averbações.

Parágrafo Segundo - Os acionistas terão direito de preferência na subscrição de aumentos de capital e na emissão de valores mobiliários da Companhia, na forma da legislação aplicável. Não será concedido o direito de preferência, no entanto, quando o aumento do capital social for integralizado com recursos de incentivos fiscais, obedecido o disposto no parágrafo único do artigo 172 da Lei nº 6.404, de 15 de dezembro de 1976.

CAPÍTULO III
Da Assembleia Geral

Artigo 9º - A Assembleia Geral dos acionistas reunir-se-á, ordinariamente, dentro dos 4 (quatro) primeiros meses do ano, para os fins previstos em lei e, extraordinariamente, sempre que necessário, e será convocada com antecedência mínima de 15 (quinze) dias, observadas em sua convocação, instalação e deliberações as prescrições legais pertinentes.

Parágrafo Único - O acionista poderá ser representado nas Assembleias Gerais na forma prevista no art. 126 da Lei nº 6.404, e alterações posteriores, exibindo, no ato, ou depositando previamente na sede social da Companhia, o comprovante de titularidade das ações expedido pela instituição financeira depositária acompanhado do documento de identidade e procuração com poderes especiais.

Artigo 10 - A Assembleia Geral, ordinária ou extraordinária, será presidida por um acionista eleito pela Assembleia Geral, dentre os presentes, que escolherá um ou mais secretários.

CAPÍTULO IV
Da administração da Companhia

Artigo 11 - A administração da Companhia será exercida por um Conselho de Administração e por uma Diretoria Executiva.

Parágrafo Primeiro - A estrutura e a composição do Conselho de Administração e da Diretoria Executiva da Companhia serão idênticas nas Subsidiárias Integrais Cemig Distribuição S.A. e Cemig Geração e Transmissão S.A., com as seguintes exceções: A Diretoria de Distribuição e Comercialização comporá exclusivamente a Subsidiária Integral Cemig Distribuição S.A. e a Diretoria de Geração e Transmissão comporá exclusivamente a Subsidiária Integral Cemig Geração e Transmissão S.A..

Parágrafo Segundo – Os cargos dos Conselhos de Administração das sociedades controladas e/ou coligadas da Companhia, cujo preenchimento couber à Companhia, serão indicados conforme determinação do Conselho de Administração.

Parágrafo Terceiro – Os cargos dos comitês de apoio aos Conselhos de Administração das sociedades controladas e coligadas, cuja indicação couber à Companhia, serão preenchidos por Conselheiros das respectivas sociedades controladas ou coligadas. Será sempre indicado, como um dos membros dos referidos comitês, o Diretor de Desenvolvimento de Negócios, que atuará sempre de forma compartilhada com o Diretor de Finanças e Relações com Investidores ou qualquer outro Diretor.

Parágrafo Quarto - O Conselho de Administração e a Diretoria Executiva, na administração da Companhia, das Subsidiárias Integrais Cemig Distribuição S.A. e Cemig Geração e Transmissão S.A., das demais subsidiárias integrais, das controladas e coligadas e nos consórcios dos quais participem, direta ou indiretamente, deverão observar o disposto no Plano Diretor da Companhia, em especial a política de dividendos nele prevista, conforme aprovados pelo Conselho de Administração.

Parágrafo Quinto - O Plano Diretor conterá o planejamento estratégico de longo prazo, fundamentos, metas, objetivos e resultados a serem perseguidos e atingidos pela Companhia e sua política de dividendos, devendo respeitar os compromissos e requisitos previstos no § 7º abaixo.

Parágrafo Sexto - O Plano Diretor será revisado anualmente pela Diretoria Executiva e aprovado pelo Conselho de Administração e será refletido em todos os planos, projeções, atividades, estratégias, investimentos e despesas da Companhia e

suas subsidiárias integrais, controladas e coligadas e nos consórcios dos quais participe, direta ou indiretamente, incluindo o Plano Plurianual e Estratégico da Companhia e o Orçamento Anual, que deverão ser aprovados pelo Conselho de Administração.

Parágrafo Sétimo - Na condução da administração da Companhia e no exercício do direito de voto em subsidiárias integrais, controladas, coligadas e consórcios, o Conselho de Administração e a Diretoria Executiva observarão e cumprirão, fielmente, as seguintes metas:

a) manter o endividamento consolidado da Companhia em valor igual ou inferior a 2 (duas) vezes o LAJIDA (lucro antes de juros, impostos, depreciação e amortização) da Companhia;

b) manter uma relação consolidada de endividamento medida por dívida líquida / (dívida líquida + patrimônio líquido), limitada a 40% (quarenta por cento);

c) restringir o saldo consolidado dos recursos registrados em ativo circulante, inclusive para os fins do artigo 30 deste Estatuto, ao equivalente a, no máximo, 5% (cinco por cento) do LAJIDA (lucro antes de juros, impostos, depreciações e amortização) da Companhia;

d) limitar o montante consolidado dos recursos destinados a investimentos de capital e à aquisição de quaisquer ativos, por exercício social, ao equivalente a, no máximo, 40% (quarenta por cento) do LAJIDA (lucro antes de juros, impostos, depreciações e amortização) da Companhia;

e) investir somente em projetos de distribuição, geração e transmissão que ofereçam taxas internas de retorno real mínimas iguais ou superiores àquelas previstas no Plano Diretor da Companhia, ressalvadas as obrigações legais;

f) manter as despesas da Subsidiária Integral Cemig Distribuição S.A. e de qualquer controlada de distribuição em montantes não superiores aos montantes reconhecidos nos reajustes e revisões tarifárias;

g) manter as receitas da Subsidiária Integral Cemig Distribuição S.A. e de qualquer controlada de distribuição nos valores reconhecidos nos reajustes e revisões tarifárias.

Parágrafo Oitavo - As metas previstas no § 7º acima serão determinadas em bases consolidadas, considerando a Companhia e os seus investimentos permanentes nas Subsidiárias Integrais Cemig Distribuição S.A. e Cemig Geração e Transmissão S.A., controladas, coligadas e consórcios.

Parágrafo Nono - As metas estabelecidas nas alíneas “a”, “b”, “c” e “d” do § 7º acima poderão ser ultrapassadas por motivos conjunturais, mediante justificativa e prévia e específica aprovação do Conselho de Administração, até os seguintes limites:

a) endividamento consolidado da Companhia em valor igual ou inferior a 2,5 (duas e meia) vezes o LAJIDA (lucro antes de juros, impostos, depreciações e amortização) da Companhia;

b) relação consolidada de endividamento medida por dívida líquida / (dívida líquida + patrimônio líquido), limitada a 50% (cinquenta por cento);

c) saldo consolidado dos recursos registrados em ativo circulante, inclusive para os fins do artigo 30 deste Estatuto, ao equivalente a, no máximo, 10% (dez por cento) do LAJIDA (lucro antes de juros, impostos, depreciações e amortização) da Companhia;

d) montante consolidado dos recursos destinados a investimentos de capital e à aquisição de quaisquer ativos, exclusivamente nos exercícios sociais de 2006 e 2007, limitado ao equivalente a, no máximo, 65% (sessenta e cinco por cento) e 55% (cinquenta e cinco por cento) do LAJIDA (lucro antes de juros, impostos, depreciações e amortização) da Companhia, respectivamente.

Seção I
Do Conselho de Administração

Artigo 12 - O Conselho de Administração da Companhia será composto de 14 (quatorze) membros efetivos e igual número de suplentes, dentre os quais um será o seu Presidente e outro, o Vice-Presidente, eleitos e destituíveis a qualquer tempo pela Assembleia Geral, para um mandato unificado de 2 (dois) anos, podendo ser reeleitos.

Parágrafo Primeiro - Os Conselheiros suplentes substituirão os respectivos titulares em suas eventuais ausências e impedimentos e, no caso de vacância, até que se proceda à respectiva substituição.

Parágrafo Segundo - O montante global ou individual da remuneração do Conselho de Administração será fixado pela Assembleia Geral, em conformidade com a legislação vigente.

Parágrafo Terceiro - Fica assegurado aos acionistas minoritários titulares de ações ordinárias e aos acionistas titulares de ações preferenciais o direito de elegerem, em votação em separado, 1 (um) membro do Conselho de Administração, respectivamente, na forma da lei.

Parágrafo Quarto - Os Conselhos de Administração das Subsidiárias Integrais Cemig Distribuição S.A. e Cemig Geração e Transmissão S.A. serão constituídos, obrigatoriamente, pelos membros efetivos e suplentes eleitos para o Conselho de Administração da Companhia.

Parágrafo Quinto - Os cargos de Presidente do Conselho de Administração e de Diretor Presidente da Companhia não poderão ser acumulados pela mesma pessoa.

Parágrafo Sexto - A posse dos membros do Conselho de Administração estará condicionada à prévia subscrição do “Termo de Anuência dos Administradores”, conforme disposto no Regulamento do Nível 1, bem como ao atendimento dos requisitos legais aplicáveis.

Artigo 13 - Em caso de vaga no Conselho de Administração, a primeira Assembleia Geral Extraordinária procederá à eleição de novo membro, para o período que restava ao antigo Conselheiro.

Parágrafo Único - Na hipótese prevista neste artigo, cabe à minoria eleger o novo membro do Conselho de Administração se o antigo houver sido por ela eleito.

Artigo 14 - O Conselho de Administração reunir-se-á, ordinariamente, uma vez por mês para analisar os resultados da Companhia e de suas subsidiárias integrais, controladas e coligadas, além de deliberar sobre as demais matérias incluídas na ordem do dia conforme seu regimento interno e, extraordinariamente, por convocação do seu Presidente, do seu Vice-Presidente, de um terço de seus membros ou quando solicitado pela Diretoria Executiva.

Parágrafo Primeiro - As reuniões do Conselho de Administração serão convocadas por seu Presidente ou seu Vice-Presidente, mediante aviso escrito enviado com antecedência de 5 (cinco) dias úteis, contendo a pauta de matérias a tratar. Em caráter de urgência, as reuniões do Conselho de Administração poderão ser convocadas por seu Presidente sem a observância do prazo acima mencionado, desde que inequivocamente cientes os demais integrantes do Conselho.

Parágrafo Segundo - As deliberações do Conselho de Administração serão tomadas pela maioria de votos dos Conselheiros presentes, cabendo ao Presidente, em caso de empate, o voto de qualidade.

Artigo 15 - Compete ao Presidente do Conselho de Administração conceder licença aos seus membros, competindo aos demais membros conceder licença ao Presidente.

Artigo 16 - O Presidente e o Vice-Presidente do Conselho de Administração serão escolhidos por seus pares, na primeira reunião do Conselho de Administração que se realizar após a eleição de seus membros, cabendo ao Vice-Presidente substituir o Presidente em suas ausências ou impedimentos.

Artigo 17 - Caberá ao Conselho de Administração:

a) fixar a orientação geral dos negócios da Companhia;

b) eleger e destituir os Diretores da Companhia, observado o presente Estatuto;

c) deliberar, previamente à sua celebração, sobre os contratos entre a Companhia e qualquer de seus acionistas ou empresas que sejam controladoras destes, sejam por eles controladas ou estejam sob seu controle comum;

d) deliberar, por proposta da Diretoria Executiva, sobre a alienação ou a constituição de ônus reais sobre bens do ativo permanente da Companhia, bem como a prestação por esta de garantias a terceiros, de valor individual igual ou superior a R$14.000.000,00 (quatorze milhões de reais);

e) deliberar, por proposta da Diretoria Executiva, sobre os projetos de investimento da Companhia, a celebração de contratos e demais negócios jurídicos, a contratação de empréstimos, financiamentos e a constituição de qualquer obrigação em nome da Companhia que, individualmente ou em conjunto, apresentem valor igual ou superior a R$14.000.000,00 (quatorze milhões de reais), inclusive aportes em subsidiárias integrais, controladas e coligadas e nos consórcios de que participe;

f) convocar a Assembleia Geral;

g) fiscalizar a gestão da Diretoria Executiva, podendo examinar, a qualquer tempo, os livros e papéis da Companhia, bem como solicitar informações sobre os contratos celebrados ou em via de celebração, e sobre quaisquer outros fatos ou atos administrativos que julgar de seu interesse;

h) manifestar-se previamente sobre o relatório da administração e as contas da Diretoria Executiva da Companhia;

i) escolher e destituir os auditores independentes da Companhia, entre empresas de renome internacional autorizadas pela Comissão de Valores Mobiliários a auditar companhias abertas;

j) autorizar, mediante proposta da Diretoria Executiva, a instauração de processo administrativo de licitação e de dispensa ou inexigibilidade de licitação, e as contratações correspondentes, de valor igual ou superior a R$14.000.000,00 (quatorze milhões de reais);

k) autorizar, mediante proposta da Diretoria Executiva, a propositura de ações judiciais, processos administrativos e a celebração de acordos judiciais e extrajudiciais de valor igual ou superior a R$14.000.000,00 (quatorze milhões de reais);

l) autorizar a emissão de títulos, no mercado interno ou externo, para a captação de recursos, na forma de debêntures, notas promissórias, “commercial papers” e outros;

m) aprovar o Plano Diretor, o Plano Plurianual e Estratégico e o Orçamento Anual, bem como suas alterações e revisões;

n) anualmente, fixar as diretrizes e estabelecer os limites, inclusive financeiros, para os gastos com pessoal, inclusive concessão de benefícios e acordos coletivos de trabalho, ressalvada a competência da Assembleia Geral e observado o Orçamento Anual aprovado;

o) autorizar o exercício do direito de preferência e os acordos de acionistas ou de voto em subsidiárias integrais, controladas, coligadas e nos consórcios de que participe a Companhia, exceto no caso das Subsidiárias Integrais Cemig

Distribuição S.A. e Cemig Geração e Transmissão S.A., para as quais a competência para deliberar sobre estas matérias será da Assembleia Geral de Acionistas;

p) aprovar as declarações de voto nas assembleias gerais e as orientações de voto nas reuniões dos conselhos de administração das subsidiárias integrais, controladas, coligadas e dos consórcios de que participe a Companhia, quando envolver participação no capital de outras sociedades ou consórcios, devendo as deliberações, em qualquer caso e não somente nas matérias relativas à participação no capital de outras sociedades ou consórcios, observar as disposições do presente Estatuto, o Plano Diretor e o Plano Plurianual e Estratégico.

q) aprovar a constituição de, e a participação no capital social em, quaisquer sociedades, empreendimentos ou consórcios;

r) aprovar a instituição de comitês, na forma do seu Regimento Interno, devendo cada respectivo comitê, previamente à deliberação do Conselho de Administração, dar o seu parecer, não vinculante, (i) sobre as matérias cuja competência lhe for atribuída pelo Regimento Interno e (ii) com relação a qualquer matéria, desde que solicitado por, no mínimo, 2/3 (dois terços) dos membros do Conselho de Administração. Caso o quociente de 2/3 (dois terços) dos membros do Conselho de Administração não seja um número inteiro, para fins de interpretação desta cláusula, será considerado o número inteiro inferior mais próximo do resultado fracionado; e,

s) autorizar as provisões contábeis da Companhia, em valor igual ou superior a R$14.000.000,00 (quatorze milhões de reais), mediante proposta da Diretoria Executiva.

Parágrafo Primeiro - O Conselho de Administração, mediante resoluções específicas, poderá delegar à Diretoria Executiva a competência para autorizar a celebração de contratos de comercialização de energia elétrica e de prestação de serviços de distribuição e transmissão, nos termos da legislação.

Parágrafo Segundo – Os limites financeiros para deliberação do Conselho de Administração serão corrigidos, em janeiro de cada ano, pelo Índice Geral de Preços do Mercado-IGP-M, da Fundação Getúlio Vargas.

Seção II
Diretoria Executiva

Artigo 18 - A Diretoria Executiva será constituída de 11 (onze) Diretores, acionistas ou não, residentes no País, eleitos pelo Conselho de Administração, composta de: um Diretor-Presidente; um Diretor Vice-Presidente; um Diretor de Finanças e Relações com Investidores; um Diretor de Gestão Empresarial; um Diretor de Distribuição e Comercialização; um Diretor de Geração e Transmissão; um Diretor Comercial; um Diretor de Desenvolvimento de Negócios; um Diretor de Gás; um Diretor Jurídico; e, um Diretor de Relações Institucionais e Comunicação.

Parágrafo Primeiro - O mandato dos Diretores será de 3 (três) anos, sendo permitida a reeleição. Os Diretores permanecerão em seus cargos até que seus sucessores, devidamente eleitos, sejam empossados. A posse dos membros da Diretoria Executiva estará condicionada à prévia subscrição do "Termo de Anuência dos Administradores", conforme disposto no Regulamento do Nível 1, bem como ao atendimento dos requisitos legais aplicáveis.

Parágrafo Segundo - O montante global ou individual da remuneração da Diretoria, inclusive benefícios de qualquer natureza, será fixado pela Assembleia Geral, de acordo com a legislação vigente.

Parágrafo Terceiro - Os Diretores exercerão seus cargos em regime de tempo integral e de dedicação exclusiva ao serviço da Companhia, sendo permitido o exercício concomitante e não remunerado em cargos de administração de subsidiárias integrais, controladas e coligadas da Companhia, a critério do Conselho de Administração, competindo-lhes porém, obrigatoriamente, o exercício dos cargos correspondentes nas Subsidiárias Integrais Cemig Distribuição S.A. e Cemig Geração e Transmissão S.A.

Parágrafo Quarto - Os Diretores, não empregados, terão direito a uma licença anual remunerada, por prazo não superior a 30 (trinta) dias, de forma não cumulativa, acrescida de um terço da remuneração mensal em vigor, que lhes será concedida pelo Diretor-Presidente, cuja licença será concedida pelo Conselho de Administração.

Artigo 19 - Em caso de ausência, licença, renúncia ou vaga do Diretor-Presidente, o cargo será exercido pelo Diretor Vice-Presidente, pelo período que durar a ausência ou licença e, nos casos de vaga, impedimento ou renúncia, até o provimento do cargo pelo Conselho de Administração.

Parágrafo Primeiro - Ocorrendo ausência, licença, renúncia ou vaga de qualquer dos demais membros da Diretoria Executiva, poderá ela, mediante a aprovação da maioria de seus membros, atribuir a outro Diretor o exercício das funções respectivas, pelo período que durar a ausência ou licença, e, nos casos de vaga, impedimento ou renúncia, até que o cargo seja provido pelo Conselho de Administração.

Parágrafo Segundo - O Diretor-Presidente ou o membro da Diretoria Executiva eleito na forma deste artigo exercerá o cargo pelo tempo de mandato que restava ao Diretor substituído.

Artigo 20 - A Diretoria Executiva reunir-se-á, ordinariamente, pelo menos 2 (duas) vezes por mês e, extraordinariamente, sempre que convocada pelo Diretor-Presidente ou por 2 (dois) Diretores, mediante aviso com antecedência mínima de 2 (dois) dias, o qual, entretanto, será dispensado no caso de estarem presentes todos os Diretores. Salvo disposto em contrário neste Estatuto, as deliberações da Diretoria Executiva serão adotadas pelo voto da maioria de seus membros, cabendo ao Diretor-Presidente o voto de qualidade, em caso de empate, com comunicação ao Conselho de Administração de sua utilização.

Artigo 21 - Compete à Diretoria Executiva a gestão corrente dos negócios da Companhia, obedecidos o Plano Diretor, o Plano Plurianual e Estratégico da Companhia e o Orçamento Anual, elaborados e aprovados de acordo com este Estatuto.

Parágrafo Primeiro - O Plano Plurianual e Estratégico da Companhia refletirá o Plano Diretor e conterá os planos e as projeções para o prazo de 5 (cinco) exercícios financeiros, devendo ser atualizado, no máximo, a cada ano, e abordará em detalhe, entre outros:

a) as estratégias e ações da Companhia, incluindo qualquer projeto relacionado ao seu objeto social;

b) os novos investimentos e oportunidades de negócios, incluindo os das subsidiárias integrais, controladas e coligadas da Companhia, assim como dos consórcios de que participe;

c) os valores a serem investidos ou de outra forma contribuídos a partir de recursos próprios ou de terceiros;

d) as taxas de retorno e lucros a serem obtidos ou gerados pela Companhia.

Parágrafo Segundo - O Orçamento Anual refletirá o Plano Plurianual e Estratégico da Companhia e, por conseguinte, o Plano Diretor, e deverá detalhar as receitas e as despesas operacionais, os custos e investimentos, o fluxo de caixa, o montante a ser destinado ao pagamento de dividendo, as inversões com recursos próprios ou de terceiros e outros dados que a Diretoria Executiva considerar necessários.

Parágrafo Terceiro - O Plano Plurianual e Estratégico da Companhia e o Orçamento Anual serão preparados e atualizados anualmente, até o término de cada exercício social, para vigorar no exercício social seguinte. Serão elaborados com a coordenação do Diretor-Presidente e do Diretor de Finanças e Relações com Investidores, respectivamente, e, no que tange às coligadas e controladas, em conjunto com o Diretor de Desenvolvimento de Negócios, e sempre, em todos os aspectos, com a participação de todas as Diretorias da Companhia. O Plano Plurianual e Estratégico da Companhia e o Orçamento Anual serão submetidos ao exame da Diretoria Executiva e, após, à aprovação do Conselho de Administração.

Parágrafo Quarto - Dependerão de deliberação da Diretoria Executiva, as seguintes matérias:

a) aprovar o plano de organização da Companhia e emissão das normas correspondentes, bem como as respectivas modificações;

b) examinar e encaminhar ao Conselho de Administração, para aprovação, o Plano Plurianual e Estratégico, bem como suas revisões, inclusive cronogramas, valor e alocação de investimentos nele previstos;

c) examinar e encaminhar ao Conselho de Administração, para aprovação, o Orçamento Anual, o qual deverá refletir o Plano Plurianual e Estratégico então vigente, assim como suas revisões;

d) deliberar sobre o remanejamento de investimentos ou despesas previstos no Orçamento Anual que, individualmente ou em conjunto, durante o mesmo exercício financeiro, apresentem valores inferiores a R$14.000.000,00 (quatorze milhões de reais), com a consequente readequação das metas aprovadas, respeitado o Plano Plurianual e Estratégico e o Orçamento Anual;

e) aprovar a alienação ou constituição de ônus reais sobre bens do ativo permanente da Companhia, bem como a prestação por esta de garantias a terceiros, de valores inferiores a R$14.000.000,00 (quatorze milhões de reais);

f) autorizar os projetos de investimento da Companhia, a celebração de contratos e demais negócios jurídicos, a contratação de empréstimos, financiamentos e constituição de qualquer obrigação em nome da Companhia, com base no Orçamento Anual aprovado, que, individualmente ou em conjunto, apresentem valores inferiores a R$14.000.000,00 (quatorze milhões de reais), inclusive a realização de aportes em subsidiárias integrais, controladas e coligadas, e nos consórcios de que participe, ressalvado o disposto na alínea “o” do inciso IV do artigo 22;

g) aprovar, mediante proposta do Diretor-Presidente, elaborada, em conjunto com o Diretor de Desenvolvimento de Negócios e o Diretor de Finanças e Relações com Investidores, as declarações de voto nas Assembleias Gerais das subsidiárias integrais, controladas, coligadas e nos consórcios dos quais participe a Companhia, exceto no caso das Subsidiárias Integrais Cemig Distribuição S.A. e Cemig Geração e Transmissão S.A., para as quais a competência para deliberar sobre estas matérias será da Assembleia Geral de Acionistas, devendo as deliberações observarem as disposições do presente Estatuto, as deliberações do Conselho de Administração, o Plano Diretor e o Plano Plurianual e Estratégico;

h) autorizar a instauração de processo administrativo de licitação e de dispensa ou inexigibilidade de licitação e as contratações correspondentes, de valor igual ou superior a R$2.800.000,00 (dois milhões e oitocentos mil reais) e inferior a R$14.000.000,00 (quatorze milhões de reais);

i) autorizar a propositura de ações judiciais, processos administrativos e a celebração de acordos judiciais e extrajudiciais de valor inferior a R$14.000.000,00 (quatorze milhões de reais);

j) autorizar as provisões contábeis da Companhia, em valor inferior a R$14.000.000,00 (quatorze milhões de reais), mediante proposta do Diretor de Finanças e Relações com Investidores;

k) aprovar a designação de empregados para o exercício de cargos gerenciais da Companhia, mediante proposta do Diretor interessado, observado o disposto na alínea “h” do inciso I do artigo 22;

l) autorizar os gastos com pessoal e os acordos coletivos de trabalho, observados a competência da Assembleia Geral, as diretrizes e os limites aprovados pelo Conselho de Administração e o Orçamento Anual aprovado;

m) examinar e deliberar acerca da contratação de consultores externos, quando solicitado por qualquer Diretoria, observado o disposto no artigo 17, alínea “j”, e artigo 21, § 4º, alínea “h”.

Parágrafo Quinto - A prática dos atos necessários ao funcionamento regular da Companhia, a celebração de contratos e demais negócios jurídicos será efetuada pelo Diretor-Presidente, conjuntamente com um Diretor, ou por mandatário devidamente constituído.

Parágrafo Sexto - A outorga de procurações deverá ser realizada pelo Diretor-Presidente, conjuntamente com um Diretor, ressalvada a competência definida na alínea “c”, inciso I, do artigo 22, para a qual será exigida apenas a assinatura do Diretor-Presidente.

Parágrafo Sétimo – Os limites financeiros para deliberação da Diretoria Executiva serão corrigidos, em janeiro de cada ano, pelo Índice Geral de Preços do Mercado-IGP-M, da Fundação Getúlio Vargas.

Artigo 22 - Observado o disposto nos artigos precedentes, são atribuições dos membros da Diretoria Executiva:

I - Do Diretor-Presidente:
a) superintender e dirigir os trabalhos da Companhia;
b) coordenar a elaboração, a consolidação e a implementação do Plano Plurianual e Estratégico da Companhia, no caso das coligadas e controladas em conjunto com o Diretor de Desenvolvimento de Negócios, e, em ambos os casos, com a participação dos demais Diretores da Companhia;
c) representar a Companhia em juízo, ativa e passivamente;
d) assinar, juntamente com um dos Diretores, os documentos de responsabilidade da Companhia;
e) apresentar o relatório anual dos negócios da Companhia ao Conselho de Administração e à Assembleia Geral Ordinária;
f) admitir e demitir pessoal da Companhia;
g) conduzir as atividades de auditoria interna, ouvidoria, secretaria geral e planejamento estratégico;
h) propor à Diretoria Executiva, para aprovação, em conjunto com o Diretor a que estiver vinculado o empregado, as indicações para os cargos gerenciais da Companhia;
i) propor as indicações para os cargos de Administração e Conselhos Fiscais das subsidiárias integrais, da Fundação Forluminas de Seguridade Social - Forluz, ouvido o Diretor de Finanças e Relações com Investidores, e das controladas e coligadas da Companhia e dos consórcios de que a Companhia participe, ouvido o Diretor de Desenvolvimento de Negócios, exceto no caso das Subsidiárias Integrais Cemig Distribuição S.A. e Cemig Geração e Transmissão S.A., para as quais prevalece o disposto no § 4º do artigo 12 e § 3º do artigo 18 do presente Estatuto.

II- Do Diretor Vice-Presidente:
a) substituir o Diretor-Presidente nas suas ausências, licenças, impedimentos temporários, renúncia ou vaga;
b) promover a melhoria das políticas de responsabilidade social e de sustentabilidade da Companhia;
c) definir as políticas e diretrizes de meio ambiente, de desenvolvimento tecnológico, de alternativas energéticas e de normalização técnica;
d) coordenar a estratégia de atuação da Companhia em relação à responsabilidade social, ao meio ambiente, ao processo tecnológico e a gestão estratégica de tecnologia;
e) coordenar a implantação e a manutenção dos sistemas de qualidade da Companhia;
f) promover a implementação de programas voltados para o desenvolvimento tecnológico da Companhia;
g) monitorar a condução dos planos para o atendimento das diretrizes ambientais, tecnológicas e da melhoria da qualidade.

III- Do Diretor de Finanças e Relações com Investidores:
a) prover os recursos financeiros necessários à operação e expansão da Companhia, conforme Orçamento Anual, conduzindo os processos de contratação de empréstimo e de financiamento, bem como os serviços correlatos;
b) coordenar a elaboração e a consolidação do Orçamento Anual da Companhia, no caso das coligadas e controladas em conjunto com o Diretor de Desenvolvimento de Negócios, e, em ambos os casos, com a participação dos demais Diretores da Companhia
c) proceder à avaliação econômico-financeira dos projetos de investimento da Companhia, exceto aqueles de responsabilidade da Diretoria de Desenvolvimento de Negócios;
d) acompanhar o desempenho econômico-financeiro dos projetos de investimento, conforme metas e resultados aprovados pela Diretoria Executiva e pelo Conselho de Administração;
e) contabilizar e controlar as operações econômico-financeiras da Companhia, incluindo suas subsidiárias integrais e demais controladas;
f) determinar o custo do serviço e estabelecer política de seguros, conforme delineado no Plano Plurianual e Estratégico da Companhia;
g) detalhar a programação financeira de curto, médio e longo prazos, conforme previsto no Plano Plurianual e Estratégico da Companhia e no Orçamento Anual;
h) controlar o capital social da Companhia, bem como propor à Diretoria Executiva, para deliberação ou encaminhamento ao Conselho de Administração ou à Assembleia Geral, observado o disposto neste Estatuto, a política de

governança com o mercado e de dividendos da Companhia e suas subsidiárias integrais e controladas e sugerir o mesmo para as empresas coligadas;

i) coordenar a elaboração e a negociação das tarifas de fornecimento e de distribuição de energia elétrica e das receitas de transmissão, junto à Agência Nacional de Energia Elétrica -Aneel;

j) responsabilizar-se pela prestação de informações ao público investidor, à Comissão de Valores Mobiliários - CVM e às bolsas de valores ou mercados de balcão, nacionais e internacionais, bem como às entidades de regulação e fiscalização correspondentes, e manter atualizados os registros da Companhia nessas instituições;

k) representar a Companhia perante a CVM, as Bolsas de Valores e demais entidades do mercado de capitais;

l) promover a gestão financeira da Companhia e das suas subsidiárias integrais, controladas e coligadas e nos consórcios de que a Companhia participe, dentro dos critérios de boa governança corporativa e zelando pelo cumprimento de seus planos de negócios, observado o disposto neste Estatuto;

m) realizar o controle dos resultados econômico-financeiros das participações da Companhia nas subsidiárias integrais, controladas e coligadas;

n) propor à Diretoria Executiva, para aprovação ou encaminhamento ao Conselho de Administração ou à Assembleia Geral de Acionistas, conforme a competência definida no presente Estatuto, (i) os aportes de capital nas subsidiárias integrais; e, (ii) os aportes de capital, o exercício de direito de preferência e a celebração de acordos de votos, em conjunto com o Diretor de Desenvolvimento de Negócios, nas controladas, coligadas e nos consórcios de que participe a Companhia;

o) participar das negociações que envolvam a constituição e a alteração de documentos societários de todas as empresas nas quais a Companhia detenha qualquer participação;

p) coordenar, em conjunto com o Diretor de Desenvolvimento de Negócios, os processos de alienação de participações societárias detidas pela Companhia, observado o disposto na legislação e regulamentação vigentes;

q) acompanhar, avaliar e divulgar no âmbito da Diretoria Executiva da Companhia o desempenho financeiro das controladas e coligadas e dos consórcios de que participe a Companhia.

IV - Do Diretor de Gestão Empresarial:

a) prover pessoal adequado à Companhia;

b) definir a política de recursos humanos da Companhia, orientar e promover sua aplicação;

c) orientar e conduzir as atividades relacionadas a estudos organizacionais e sua documentação;

d) definir, conduzir e supervisionar a política de telecomunicações e informática da Companhia;

e) projetar, implantar e manter os sistemas de telecomunicações e de informática da Companhia;

f) definir políticas e normas sobre serviços de apoio, tais como transportes, comunicação administrativa, vigilância e de adequação dos locais de trabalho do pessoal;

g) prover a Companhia de recursos e serviços de infra-estrutura e de apoio administrativo;

h) coordenar as políticas, processos e meios de segurança patrimonial, segurança do trabalho e vigilância aprovados pela Companhia;

i) conduzir as negociações dos acordos coletivos de trabalho, em conformidade com as diretrizes e limites aprovados pelo Conselho de Administração, encaminhando as propostas negociadas para aprovação da Diretoria Executiva;

j) administrar o processo de contratação de obras e serviços e de aquisição e alienação de materiais e imóveis;

k) proceder ao controle de qualidade do material adquirido e da qualificação dos prestadores de serviços contratados;

l) administrar e controlar o estoque de material, promover a triagem e a recuperação do material usado, bem como promover a venda de material excedente, inservível e de sucata;

m) promover e implementar programas de incremento, desenvolvimento, aperfeiçoamento e melhoria continuada de fornecedores de materiais e serviços de interesse da Companhia, isoladamente ou em cooperação com outras Diretorias ou órgãos de fomento e entidades de classe, no âmbito do Estado de Minas Gerais;

n) conduzir programas de gestão empresarial e de ações ambientais no âmbito da Diretoria;

o) autorizar a instauração de processo administrativo de licitação e de dispensa ou inexigibilidade de licitação, e as contratações correspondentes, de valor inferior a R$2.800.000,00 (dois milhões e oitocentos mil reais);

p) propor ao Diretor-Presidente, para encaminhamento à Diretoria Executiva, para aprovação, dentre empregados da Companhia, da Cemig Distribuição S.A. e da Cemig Geração e Transmissão S.A., as indicações para os cargos de membros efetivos e suplentes do Comitê de Administração do Prosaúde Integrado;

q) propor ao Diretor-Presidente, para encaminhamento à Diretoria Executiva para aprovação, dentre os empregados da Companhia e das demais companhias envolvidas nas negociações, as indicações de empregados para compor o Comitê de Negociação Sindical, assim como a designação de seu coordenador;

r) apresentar à Diretoria Executiva as avaliações advindas de programa de desenvolvimento de sucessão de lideranças, implantado pela Companhia, visando subsidiar as deliberações da Diretoria Executiva acerca das indicações de empregados para cargos gerenciais.

V - Do Diretor de Distribuição e Comercialização:

a) zelar pela qualidade do fornecimento de energia aos consumidores ligados diretamente ao sistema de distribuição da Companhia;

b) elaborar o planejamento do sistema de distribuição da Companhia;

c) gerenciar a implantação das instalações de distribuição, incluindo a elaboração e a execução do projeto, a construção e a montagem;

d) operar e manter o sistema elétrico de distribuição e os sistemas de supervisão e telecontrole associados;

e) gerenciar as políticas de segurança de trabalho da Companhia no âmbito de suas atividades;

f) propor e implementar as políticas de atendimento aos consumidores atendidos por esta Diretoria;

g) desenvolver programas e ações junto aos consumidores cativos com demanda inferior a 500 kW, visando ao melhor aproveitamento da utilização da energia elétrica;

h) estabelecer relações comerciais e coordenar a venda de energia elétrica e serviços para consumidores cativos, com demanda inferior a 500 kW;

i) conduzir programas e ações ambientais no âmbito da Diretoria;

j) representar a Companhia perante a Associação Brasileira de Distribuidoras de Energia Elétrica–Abradee e demais entidades do setor de distribuição;

k) propor as políticas e diretrizes que visem assegurar a integridade das instalações de distribuição e gerir a segurança patrimonial dessas instalações;

l) buscar a melhoria contínua dos processos de operação e manutenção, através da utilização de novas tecnologias e métodos, visando à melhoria de qualidade e redução dos custos das referidas atividades;

m) acompanhar, avaliar e divulgar no âmbito da Diretoria Executiva da Companhia o desempenho técnico-operacional das subsidiárias integrais da Companhia.

VI - Do Diretor de Geração e Transmissão:

a) zelar pela qualidade do fornecimento de energia aos consumidores ligados diretamente ao sistema de transmissão;

b) elaborar o planejamento da geração e da transmissão;

c) operar e manter os sistemas de geração e transmissão e os sistemas de supervisão e telecontrole associados;

d) conduzir programas e ações ambientais no âmbito da Diretoria;

e) desenvolver e conduzir as ações hidrometeorológicas de interesse da Companhia;

f) gerir as operações decorrentes da interligação do sistema elétrico de transmissão da Companhia com os de outras empresas, bem como a conexão de agentes à rede básica da Companhia;

g) representar a Companhia junto ao Operador Nacional do Sistema Elétrico–ONS, à Associação Brasileira das Geradoras de Energia Elétrica–Abrage e demais entidades representativas dos setores de geração e transmissão de energia elétrica;

h) gerir os laboratórios e oficinas centrais da Companhia;

i) coordenar e implantar projetos de reforma, modernização, melhoria, reativação e desativação nas instalações de geração e transmissão;

j) propor e implementar as medidas que visem a assegurar a conectividade dos diversos agentes do setor elétrico, ligados ao sistema de transmissão da Companhia;

k) propor e implementar as políticas e diretrizes que visem assegurar a integridade das instalações de geração e transmissão e gerir a segurança industrial dessas instalações;

l) gerenciar e promover a política de segurança do trabalho da Companhia no âmbito de suas atividades;

m) gerenciar a implantação dos empreendimentos de expansão de geração, transmissão e co-geração, promovendo o projeto, a construção e a montagem, e assegurando o desempenho físico-financeiro desses empreendimentos;

n) fornecer apoio técnico às negociações para viabilização dos empreendimentos de expansão da geração, transmissão e co-geração e participar da negociação de documentos dos consórcios de empreendedores e de sociedades de propósitos específicos;

o) acompanhar, avaliar e divulgar no âmbito da Diretoria Executiva da Companhia o desempenho técnico-operacional das subsidiárias integrais da Companhia.

VII - Do Diretor Comercial:

a) elaborar pesquisas, estudos, análises e projeções dos mercados de interesse da Companhia;

b) coordenar o planejamento e a execução da compra de energia para atender ao mercado da Companhia e a venda de energia proveniente de fontes de geração próprias;

c) coordenar a compra e venda de energia nas suas diferentes formas e modalidades, compreendendo a importação, exportação e a participação em todos os segmentos de mercados especializados de energia;

d) coordenar a prestação de serviços de intermediação de negócios relacionados à comercialização de energia a qualquer agente autorizado;

e) representar a Companhia junto à Câmara de Comercialização de Energia Elétrica–CCEE, responsabilizando-se pelas operações realizadas no âmbito daquela Câmara, e representar a Companhia perante as demais entidades de comercialização de energia elétrica;

f) coordenar o estabelecimento dos preços de compra e venda de energia elétrica, e propor à Diretoria Executiva para aprovação;

g) estabelecer relações comerciais e coordenar a venda de energia elétrica e serviços para os consumidores, individualmente, ou grupos de consumidores, atendidos em tensão maior ou igual a 2,3 kV e demanda contratada igual ou maior que 500 kW, assim como grupos empresariais;

h) identificar, medir e gerenciar os riscos associados à comercialização de energia;

i) negociar e gerenciar a comercialização de transporte e conexão de qualquer acessante ao sistema de distribuição;

j) negociar e gerenciar os Contratos de Uso do Sistema de Transmissão com o Operador Nacional do Sistema Elétrico–ONS e de conexão do Sistema de Distribuição com as transmissoras;

k) gerenciar a comercialização, em interação com a Diretoria de Desenvolvimento de Negócios, dos créditos de carbono da Companhia;

l) acompanhar, avaliar e divulgar no âmbito da Diretoria Executiva da Companhia o desempenho técnico-operacional das subsidiárias integrais da Companhia.

VIII - Do Diretor de Desenvolvimento de Negócios:

a) promover a busca, a análise e o desenvolvimento de novos negócios da Companhia nas áreas de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, petróleo e gás, assim como em outras atividades direta ou indiretamente relacionadas ao seu objeto social;

b) promover as análises de viabilidade técnica, econômico-financeira e ambiental dos novos negócios para a Companhia, em interação com as Diretorias relacionadas aos referidos negócios;

c) coordenar as negociações e implementar as parcerias, consórcios, sociedades de propósito específico e demais formas de associação com empresas públicas ou privadas necessárias ao desenvolvimento de novos negócios, bem como a negociação de contratos e documentos societários dos empreendimentos;

d) coordenar, em conjunto com o Diretor-Presidente, a elaboração e a consolidação do Plano Plurianual e Estratégico da Companhia; e, com o Diretor de Finanças e Relações com Investidores, do Orçamento Anual no que tange às coligadas e controladas;

e) coordenar a participação da Companhia nos processos licitatórios para obtenção de outorga de concessões em todas as áreas de sua atuação;

f) buscar, coordenar, avaliar e estruturar as oportunidades de aquisição de novos ativos em todos os setores e atividades direta ou indiretamente relacionadas ao seu objeto social;

g) coordenar a participação da Companhia nos leilões de novos negócios promovidos por quaisquer pessoas físicas ou jurídicas, de direito privado ou público, inclusive agências reguladoras;

h) promover a busca e a análise, no âmbito da Companhia, das oportunidades de negócios relacionados ao aproveitamento de créditos de carbono;

i) elaborar o planejamento e o Programa de Investimentos de novos negócios em todos os setores e atividades direta ou indiretamente relacionadas ao seu objeto social;

j) representar a Companhia junto às entidades de planejamento da expansão do setor elétrico nas suas áreas de atuação;

k) acompanhar, na Companhia, o planejamento energético do País.

l) propor, à Diretoria Executiva, para aprovação ou encaminhamento ao Conselho de Administração, premissas para os novos investimentos a serem feitos pela Companhia (TIR, pay back, custo de capital, e outros indicadores de risco/retorno que se fizerem necessários);

m) propor, em conjunto com o Diretor de Finanças e Relações com Investidores, à Diretoria Executiva, para aprovação ou encaminhamento ao Conselho de Administração ou à Assembleia Geral de Acionistas, conforme a competência definida no presente Estatuto, as matérias referentes a aportes de capital, exercício de direito de preferência e celebração de acordos de votos nas controladas e coligadas e nos consórcios de que participe a Companhia;

n) coordenar, no âmbito da Companhia, as negociações que envolvam a constituição e a alteração de documentos societários das controladas e coligadas, bem como nos consórcios de que participe a Companhia;

o) acompanhar e supervisionar a gestão e o desenvolvimento das controladas e coligadas, dentro dos critérios de boa governança corporativa e zelando pelo cumprimento de seus planos de negócios, observado o disposto neste Estatuto;

p) coordenar, em conjunto com o Diretor de Finanças e Relações com Investidores, os processos de alienação de participações societárias detidas pela Companhia, observado o disposto na legislação e regulamentação vigentes;

q) acompanhar, avaliar e divulgar no âmbito da Diretoria Executiva da Companhia o desempenho técnico-operacional das controladas e coligadas e dos consórcios de que participe a Companhia;

r) representar a Companhia, nos termos do § 3º do artigo 11 deste Estatuto, nos comitês de apoio aos Conselhos de Administração de suas controladas e coligadas;

s) coordenar os assuntos referentes aos novos negócios e à gestão de participações da Companhia, suas controladas e coligadas, bem como nos consórcios de que participe a Companhia, em interação com as demais Diretorias da Companhia.

IX – Do Diretor de Gás:

a) coordenar, em nome da Companhia e de suas subsidiárias integrais e controladas, todas as atividades relacionadas à exploração, aquisição, armazenamento, transporte, distribuição e comercialização de petróleo e gás ou de subprodutos e derivados diretamente ou através de terceiros;

b) propor à Diretoria Executiva diretrizes, normas gerais e planos de operação, prospecção, exploração, aquisição, armazenamento, transporte, distribuição e comercialização de atividades dos negócios de petróleo e gás;

c) desenvolver pesquisas, análises e estudos de investimentos e novas tecnologias relacionadas a petróleo e gás e, em conjunto com o Diretor de Desenvolvimento de Negócios, estudos e desenvolvimentos de negócios no referido setor;

d) desenvolver normatização para projetos no campo de petróleo e gás;

e) propor à Diretoria Executiva plano plurianual de investimentos e despesas da Gasmig;

f) propor à Diretoria Executiva, em conjunto com o Diretor de Finanças e Relações com Investidores e com o Diretor de Desenvolvimento de Negócios, o plano plurianual de investimentos e despesas de outras sociedades de propósitos específicos associadas às atividades de petróleo e gás;

g) consolidar a gestão das políticas de segurança de trabalho da Gasmig e de outras sociedades de propósitos específicos, no âmbito das atividades de petróleo e gás, em consonância com as diretrizes gerais ditadas pela Companhia, através da Diretoria de Gestão Empresarial;

h) desenvolver pesquisas, estudos, análises e projeções dos mercados de interesse da Companhia no âmbito das atividades de petróleo e gás;

i) conduzir programas e ações ambientais no âmbito da Diretoria;

j) representar a Companhia nas diversas entidades que congregam as empresas do setor de petróleo e gás.

X- Do Diretor Jurídico:

a) coordenar as atividades jurídicas da Companhia, das suas subsidiárias integrais e controladas, nos termos do disposto no artigo 116, alíneas “a” e “b”, da Lei 6.404/1976, compreendendo: a organização e a supervisão dos serviços jurídicos das companhias nas áreas contenciosa e consultiva, em todos os ramos do direito; o estabelecimento das diretrizes, a emissão de orientações jurídicas e a atuação preventiva nos assuntos legais de interesse das companhias; a adoção de medidas que visem à integração e sinergia das áreas jurídicas das companhias; a promoção da defesa dos interesses das companhias em juízo e administrativamente; e, a definição de estratégias jurídicas e processuais a serem adotadas pelas companhias;

b) apoiar as demais áreas da Companhia, das suas subsidiárias integrais e controladas, nos termos do disposto no artigo 116, alíneas “a” e “b”, da Lei 6.404/1976, nos assuntos legais e jurídicos;

c) propor e implementar as diretrizes para as contratações de serviços jurídicos externos, coordenando e supervisionando a sua execução;

d) coordenar as informações relativas aos processos judiciais, administrativos e serviços de advocacia consultiva da Companhia, das suas subsidiárias integrais e controladas, nos termos do disposto no artigo 116, alíneas “a” e “b”, da Lei 6.404/1976; e periodicamente ou quando solicitado, informar à Diretoria Executiva e ao Conselho de Administração sobre a estratégia processual e jurídica adotada, bem como o andamento e evolução de tais processos.

XI - Do Diretor de Relações Institucionais e Comunicação:

a) coordenar a representação da Companhia e das suas subsidiárias integrais, no âmbito das suas atribuições regulatórias junto às agências reguladoras, Ministério das Minas e Energia, fóruns e associações do setor;

b) coordenar o relacionamento institucional da Companhia e das suas subsidiárias integrais, incluindo os principais fóruns de legislação e desenvolvimento de políticas públicas associadas ao setor energético;

c) coordenar os procedimentos de fiscalização e notificações decorrentes das agências reguladoras referentes à Companhia e suas subsidiárias integrais, juntamente, com as Diretorias envolvidas;

d) coordenar, baseado no Planejamento Estratégico da Companhia, a divulgação de informações institucionais e corporativas da Companhia e das suas subsidiárias integrais;

e) coordenar o acompanhamento das proposições legislativas e regulatórias, bem como as manifestações da Companhia e das suas subsidiárias integrais juntamente com as Diretorias envolvidas;

f) coordenar a análise e a promoção da elaboração de cenários regulatórios, assegurando a avaliação de impactos nos negócios das subsidiárias integrais da Companhia, visando subsidiar o planejamento estratégico corporativo;

g) coordenar e alinhar as ações de comunicação corporativa da Companhia e das suas subsidiárias integrais para preservar a cultura e os valores da Companhia junto aos acionistas, empregados, comunidades, clientes, fornecedores, governo e formadores de opinião, garantindo o alinhamento com o Planejamento Estratégico da Companhia;

h) coordenar os esforços e ações de comunicação corporativa da Companhia e das suas subsidiárias integrais, visando manter e fortalecer a marca e sustentar a agregação de valores nos relacionamentos com os públicos relevantes da Empresa de forma a garantir uma reputação forte e positiva;

i) coordenar as ações de definição e implementação do uso da marca da Companhia e das suas subsidiárias integrais, para assegurar o valor e fortalecimento da Companhia;

j) coordenar as ações relativas à preservação do Projeto Memória da Companhia e suas subsidiárias integrais, zelando pelo acervo físico da Companhia e das suas subsidiárias integrais;

k) coordenar o controle e divulgação de informações institucionais e corporativas;

l) coordenar, conforme as diretrizes estabelecidas pelo Conselho de Administração, a aplicação dos recursos para projetos culturais, especialmente os de responsabilidade social, com recursos de leis de incentivo;

m) coordenar a divulgação de programas de eficiência energética e outros voltados para comunidades carentes.

Parágrafo Primeiro - As competências de representação perante órgãos técnicos, administrativos e associações outorgadas aos Diretores nos termos deste artigo não exclui a competência de representação do Diretor-Presidente, nem a necessidade de observância das disposições previstas no presente Estatuto no que diz respeito à prévia obtenção das autorizações dos órgãos da Administração para contrair obrigações em nome da Companhia.

Parágrafo Segundo - As competências de celebração de contratos e demais negócios jurídicos e a constituição de qualquer obrigação em nome da Companhia outorgadas aos Diretores nos termos deste artigo não excluem a competência da Diretoria Executiva e do Conselho de Administração, conforme o caso, nem a necessidade de observância das disposições previstas no presente Estatuto no que diz respeito aos limites financeiros e à prévia obtenção das autorizações dos órgãos da Administração, quando for o caso.

Parágrafo Terceiro - Além do exercício das atribuições que lhes são fixadas no presente Estatuto, compete a cada Diretoria assegurar a cooperação, a assistência e o apoio às demais Diretorias no âmbito de suas respectivas competências, visando à consecução dos objetivos e interesses maiores da Companhia.

Parágrafo Quarto - Os projetos desenvolvidos pela Companhia, no âmbito da Diretoria de Desenvolvimento de Negócios, uma vez estruturados e constituídos, deverão ser assumidos pelas respectivas Diretorias a que competirem a sua construção, execução, operação e comercialização, conforme definido no presente Estatuto.

Parágrafo Quinto - Compete a cada Diretor, no âmbito de sua atuação, promover as ações necessárias ao cumprimento e à efetiva implementação das políticas de segurança do trabalho aprovadas pela Companhia.

Parágrafo Sexto - O limite financeiro estabelecido na alínea “o” do inciso IV deste artigo será corrigido, em janeiro de cada ano, pelo Índice Geral de Preços do Mercado-IGPM, da Fundação Getúlio Vargas.

CAPÍTULO V
Do Conselho Fiscal

Artigo 23 - O Conselho Fiscal da Companhia funcionará de modo permanente e será composto de 3 (três) a 5 (cinco) membros efetivos e respectivos suplentes, os quais serão eleitos anualmente, quando da Assembleia Geral, podendo ser reeleitos.

Parágrafo Único - O Conselho Fiscal elegerá, dentre os seus membros, o seu Presidente, que convocará e conduzirá as reuniões.

Artigo 24 - No caso de renúncia do cargo, falecimento ou impedimento, será o membro efetivo do Conselho Fiscal substituído pelo seu respectivo suplente, até que seja eleito o novo membro, o qual deverá ser escolhido pela mesma parte que indicou o substituído.

Artigo 25 - Competem ao Conselho Fiscal as atribuições fixadas na Lei de Sociedades por Ações, bem como, no que não conflitar com a legislação brasileira, aquelas requeridas pelas leis dos países em que as ações da Companhia são listadas e negociadas, na forma do seu Regimento.

Artigo 26 - A remuneração dos membros do Conselho Fiscal será fixada pela Assembleia Geral que os eleger, em consonância com a legislação vigente.

CAPÍTULO VI
Do Exercício Social

Artigo 27 - O exercício social coincidirá com o ano civil, encerrando-se a 31 de dezembro de cada ano, quando serão elaboradas as Demonstrações Financeiras, de acordo com a legislação pertinente, podendo ser levantados balanços semestrais ou intermediários referentes a períodos menores.

Artigo 28 - Do resultado do exercício serão deduzidos, antes de qualquer participação, os prejuízos acumulados, a provisão para o imposto sobre a renda, a contribuição social sobre o lucro líquido e, sucessivamente, as participações dos empregados e administradores.

Parágrafo Único - O lucro líquido apurado em cada exercício social será assim destinado:

a) 5% (cinco por cento) para a reserva legal, até o limite máximo previsto em lei;

b) 50% (cinqüenta por cento) será distribuído, como dividendo obrigatório, aos acionistas da Companhia, observadas as demais disposições do presente Estatuto e a legislação aplicável;

c) o saldo, após a retenção prevista em orçamento de capital e/ou investimento elaborado pela administração da Companhia, com observância do Plano Diretor da Companhia e da política de dividendos nele prevista e devidamente aprovado, será aplicado na constituição de reserva de lucros destinada à distribuição de dividendos extraordinários, nos termos do artigo 30 deste Estatuto, até o limite máximo previsto no artigo 199 da Lei de Sociedade por Ações.

Artigo 29 - Os dividendos serão distribuídos obedecida a ordem abaixo:

a) o dividendo anual mínimo assegurado às ações preferenciais;

b) o dividendo às ações ordinárias, até um percentual igual àquele assegurado às ações preferenciais.

Parágrafo Primeiro - Uma vez distribuídos os dividendos previstos nas alíneas “a” e “b” do caput deste artigo, as ações preferenciais concorrerão em igualdade com as ações ordinárias na eventual distribuição de dividendos adicionais.”.

Parágrafo Segundo - O Conselho de Administração poderá declarar dividendos intermediários, a título de juros sobre o capital próprio, à conta de lucros acumulados, de reservas de lucros ou de lucros apurados em balanços semestrais ou intermediários.

Parágrafo Terceiro - As importâncias pagas ou creditadas a título de juros sobre o capital próprio, de acordo com a legislação pertinente, serão imputadas aos valores do dividendo obrigatório ou do dividendo estatutário das ações preferenciais, integrando o montante dos dividendos distribuídos pela Companhia, para todos os efeitos legais.

Artigo 30 - Sem prejuízo do dividendo obrigatório, a cada dois anos, a partir do exercício social de 2005, ou em menor periodicidade se a disponibilidade de caixa da Companhia o permitir, a Companhia utilizará a reserva de lucros prevista na alínea “c” do artigo 28 deste Estatuto para a distribuição de dividendos extraordinários, até o limite do caixa disponível, conforme

determinado pelo Conselho de Administração com observância do Plano Diretor da Companhia e da política de dividendos nele prevista.

Artigo 31 - Os dividendos declarados, obrigatórios ou extraordinários, serão pagos em 2 (duas) parcelas iguais, a primeira até 30 de junho e a segunda até 30 de dezembro de cada ano, cabendo à Diretoria, observados estes prazos, determinar os locais e processos de pagamento.

Parágrafo Único - Os dividendos não reclamados no prazo de 3 (três) anos, contados da data em que tenham sido postos à disposição do acionista, reverterão em benefício da Companhia.

Artigo 32 - É assegurada a participação dos empregados nos lucros ou resultados da Companhia, mediante critérios autorizados pela Diretoria Executiva com base nas diretrizes aprovadas pelo Conselho de Administração e limites estabelecidos pela Assembleia Geral, na forma da legislação específica.

Artigo 33 - Compete à Assembleia Geral fixar, anualmente, os limites de participação dos administradores nos lucros da Companhia, observado o disposto no parágrafo único do artigo 190 da Lei nº 6.404, de 15 de dezembro de 1976.

CAPÍTULO VII
Da Responsabilidade dos Administradores

Artigo 34 - Os Administradores respondem perante a Companhia e terceiros pelos atos que praticarem no exercício de suas funções, nos termos da lei e do presente Estatuto.

Artigo 35 - A Companhia assegurará aos membros do Conselho de Administração, do Conselho Fiscal e da Diretoria Executiva a defesa em processos judiciais e administrativos, ativa e passivamente, durante ou após os respectivos mandatos, por fatos ou atos relacionados com o exercício de suas funções próprias e que não contrariarem disposições legais ou estatutárias.

Parágrafo Primeiro - A garantia prevista no caput deste artigo estende-se aos empregados que legalmente atuarem por delegação dos Administradores da Companhia.

Parágrafo Segundo - A Companhia poderá contratar seguro de responsabilidade civil para a cobertura das despesas processuais, honorários advocatícios e indenizações decorrentes dos processos judiciais e administrativos de que trata o caput deste artigo, mediante deliberação do Conselho de Administração.

Parágrafo Terceiro - Se o membro do Conselho de Administração, do Conselho Fiscal, o Diretor ou o empregado for condenado, com decisão transitada em julgado, deverá ressarcir a Companhia de todos os custos, despesas e prejuízos a ela causados.

Anexo 4.30

ANÚNCIO DE INÍCIO DE DISTRIBUIÇÃO PÚBLICA, SOB O REGIME DE MELHORES ESFORÇOS DE COLOCAÇÃO, DE DEBÊNTURES SIMPLES, NÃO CONVERSÍVEIS EM AÇÕES, DA ESPÉCIE QUIROGRAFÁRIA, COM GARANTIA ADICIONAL FIDEJUSSÓRIA, EM TRÊS SÉRIES, DA 3ª EMISSÃO DA

CEMIG DISTRIBUIÇÃO S.A.
Companhia Aberta – CVM nº 02030-3
CNPJ/MF nº 06.981.180/0001-16 – NIRE 3130002056-8
Avenida Barbacena, nº 1.200, 17º andar, ala A1, Santo Agostinho
CEP 30190-131, Belo Horizonte – MG

Código ISIN da Primeira Série: **BRCMGDDBS025**
Código ISIN da Segunda Série: **BRCMGDDBS033**
Código ISIN da Terceira Série: **BRCMGDDBS041**

Classificação de Risco: Aa1.br, pela Moody´s América Latina

A **CEMIG DISTRIBUIÇÃO S.A.**, sociedade por ações com registro de companhia aberta perante a Comissão de Valores Mobiliários ("CVM"), subsidiária integral da Companhia Energética de Minas Gerais – CEMIG (abaixo qualificada), com sede na Cidade de Belo Horizonte, Estado de Minas Gerais, na Avenida Barbacena, nº 1.200, 17º andar, ala A1, Santo Agostinho, inscrita no Cadastro Nacional da Pessoa Jurídica do Ministério da Fazenda ("CNPJ/MF") sob o nº 06.981.180/0001-16 ("Emissora" ou "Companhia"), o BB-Banco de Investimento S.A., instituição financeira autorizada a funcionar pelo BACEN, constituída sob a forma de sociedade anônima de capital fechado, com sede na Cidade do Rio de Janeiro, Estado do Rio de Janeiro, na Rua Senador Dantas, nº 105, 36º andar, inscrita no CNPJ/MF sob o nº 24.933.830/0001-30 ("BB-BI" ou "Coordenador Líder"), a HSBC Corretora de Títulos e Valores Mobiliários S.A., instituição financeira autorizada a funcionar pelo BACEN, constituída sob a forma de sociedade anônima de capital fechado, com sede na Cidade de São Paulo, Estado de São Paulo, na Avenida Brigadeiro Faria Lima, nº 3.064, 2º andar, inscrita no CNPJ/MF sob o nº 58.229.246/0001-10 ("HSBC") e o Banco Votorantim S.A., instituição financeira autorizada a funcionar pelo BACEN, constituída sob a forma de sociedade anônima de capital fechado, com sede na Cidade de São Paulo, Estado de São Paulo, na Avenida das Nações Unidas, nº 14.171, Torre A, 18º andar, inscrita no CNPJ/MF sob o nº 59.588.111/0001-03 ("Votorantim" e, em conjunto com o BB-BI e com o HSBC, "Coordenadores"), nos termos do disposto no artigo 52 da Instrução da Comissão de Valores Mobiliários ("CVM") nº 400, de 29 de dezembro de 2003, conforme alterada (**"**Instrução CVM 400"), na Instrução da CVM nº 471, de 8 de agosto de 2008, conforme alterada (**"**Instrução CVM 471"), no convênio celebrado entre a CVM e a ANBIMA - Associação Brasileira das Entidades dos Mercados Financeiro e de Capitais (**"**Convênio CVM-ANBIMA" e "ANBIMA", respectivamente), em 20 de agosto de 2008, conforme alterado, no Código ANBIMA de Regulação e Melhores Práticas para as Atividades Conveniadas e no aviso ao mercado publicado em 23 de janeiro de 2013 (**"**Aviso ao Mercado"), vêm a público comunicar o início da distribuição pública de 2.160.000 (dois milhões cento e sessenta mil) debêntures simples, não conversíveis em ações, da espécie quirografária, em três séries, sendo 410.817 (quatrocentas e dez mil, oitocentas e dezessete) Debêntures da Primeira Série, 1.095.508 (um milhão, noventa e cinco mil, quinhentas e oito) Debêntures da Segunda Série e 653.675 (seiscentas e cinquenta e três mil, seiscentas e setenta e cinco) Debêntures da Terceira Série da terceira emissão da Companhia, todas nominativas e escriturais, com valor nominal unitário de R$ 1.000,00 (mil reais) na Data de Emissão ("Oferta" ou "Emissão" e "Debêntures", respectivamente), perfazendo o valor total de

R$2.160.000.000,00
(dois bilhões, cento e sessenta milhões de reais)

1. AUTORIZAÇÕES SOCIETÁRIAS

1.1. Autorizações da Emissora

Em reunião do Conselho de Administração da Emissora realizada em 17 de janeiro de 2013 ("RCA da Emissão"), foram deliberadas: (a) a aprovação da Emissão, bem como de seus termos e condições; e (b) a autorização à Diretoria da Companhia para praticar todos os atos necessários à efetivação das deliberações consubstanciadas na RCA da Emissão, incluindo a celebração de todos os documentos indispensáveis à concretização da Emissão, dentre os quais a Escritura de Emissão, tudo em conformidade com o disposto no artigo 59 da Lei nº 6.404, de 15 de dezembro de 1976, conforme alterada ("Lei das Sociedades

por Ações”). A ata da RCA da Emissão foi devidamente arquivada na Junta Comercial do Estado de Minas Gerais (“JUCEMG”) e publicada no Diário Oficial do Estado de Minas Gerais e no jornal “O Tempo”, nos termos da Lei das Sociedades por Ações.

1.2. Autorização da Garantidora

Em reunião do Conselho de Administração da Companhia Energética de Minas Gerais – CEMIG (“Garantidora”) realizada em 17 de janeiro de 2013 (“RCA da Garantia”), foi aprovada a prestação da Fiança, pela Garantidora, conforme previsto na alínea “d” do artigo 17 de seu Estatuto Social. A ata da RCA da Garantia foi devidamente arquivada na JUCEMG e publicada no Diário Oficial do Estado de Minas Gerais e no jornal “O Tempo”, nos termos da Lei das Sociedades por Ações.

2. ESCRITURA DE EMISSÃO

As Debêntures serão emitidas de acordo com os termos e condições constantes do “Instrumento Particular de Escritura da Terceira Emissão de Debêntures Simples, Não Conversíveis em Ações, da Espécie Quirografária, em até Três Séries, para Distribuição Pública, da Cemig Distribuição S.A.”, celebrado em 18 de janeiro de 2013 entre a Emissora e a GDC PARTNERS SERVIÇOS FIDUCIÁRIOS DISTRIBUIDORA DE TÍTULOS E VALORES MOBILIÁRIOS LTDA., na qualidade de agente fiduciário representando a comunhão dos titulares de Debêntures (“Agente Fiduciário” e “Debenturistas”, respectivamente), com a interveniência anuência da Garantidora (“Escritura de Emissão”). A Escritura de Emissão foi devidamente registrada: (i) na JUCEMG; (ii) no 1º Ofício do Registro de Títulos e Documentos de Belo Horizonte; e (iii) no 3º Ofício do Registro de Títulos e Documentos do Rio de Janeiro. A Escritura de Emissão foi aditada por força do “Primeiro Aditamento ao Instrumento Particular de Escritura da Terceira Emissão de Debêntures Simples, Não Conversíveis em Ações, da Espécie Quirografária, em até Três Séries, para Distribuição Pública, da Cemig Distribuição S.A.” (“Aditamento à Escritura de Emissão”), de forma a refletir a quantidade e a remuneração de cada uma das séries da Emissão definidas por meio do Procedimento de *Bookbuilding*. O Aditamento à Escritura de Emissão será registrado: (i) na JUCEMG; (ii) no 1º Ofício do Registro de Títulos e Documentos de Belo Horizonte; e (iii) no 3º Ofício do Registro de Títulos e Documentos do Rio de Janeiro.

3. REGISTRO DA OFERTA

A distribuição pública das Debêntures da Primeira Série foi registrada junto à CVM sob o Registro nº CVM/SRE/DEB/2013/008, concedido em 07 de março de 2013; a distribuição pública das Debêntures da Segunda Série foi registrada junto à CVM sob o Registro nº CVM/SRE/DEB/2013/009, concedido em 07 de março de 2013; e a distribuição pública das Debêntures da Terceira Série foi registrada junto à CVM sob o Registro nº CVM/SRE/DEB/2013/010, concedido em 07 de março de 2013, na forma da Lei nº 6.385, de 7 de dezembro de 1976, conforme alterada, da Lei das Sociedades por Ações, da Instrução CVM 400, da Instrução da CVM 471, do Convênio CVM-ANBIMA e das demais disposições legais, regulamentares e autorregulatórias aplicáveis.

4. CARACTERÍSTICAS DA EMISSÃO

4.1. Número da Emissão

A Oferta contempla a terceira emissão para distribuição pública de debêntures da Emissora.

4.2. Valor Total da Emissão

O valor total da Emissão será de R$ 2.160.000.000,00 (dois bilhões, cento e sessenta milhões de reais), na Data de Emissão (“Valor Total da Oferta”), já considerando as Debêntures Suplementares e as Debêntures Adicionais.

4.3. Quantidade de Debêntures e Número de Séries

4.3.1. A Emissão será composta de 2.160.000 (dois milhões, cento e sessenta mil) Debêntures, já considerando as Debêntures Suplementares e as Debêntures Adicionais. A quantidade de Debêntures emitida foi definida de acordo com a demanda das Debêntures pelos investidores, conforme apurado em Procedimento de *Bookbuilding*, nos termos do item 4.6 abaixo.

4.3.2. A Emissão será realizada em 3 (três) séries, sendo as debêntures objeto da Oferta distribuídas no âmbito da primeira série doravante denominadas “Debêntures da Primeira Série”, as debêntures objeto da Oferta distribuídas no âmbito da segunda série doravante denominadas “Debêntures da Segunda Série”, as debêntures objeto da Oferta distribuídas no âmbito da terceira série doravante denominadas “Debêntures da Terceira Série” e, as Debêntures da Primeira Série, as Debêntures da Segunda Série e as Debêntures da Terceira Série, em conjunto, doravante denominadas “Debêntures”. Serão emitidas 410.817 (quatrocentas e dez mil, oitocentas e dezessete) Debêntures da Primeira Série, 1.095.508 (um milhão, noventa e cinco mil, quinhentas e oito) Debêntures da Segunda Série e 653.675 (seiscentas e cinquenta e três mil, seiscentas e setenta e cinco) Debêntures da Terceira Série. A existência e a quantidade de Debêntures alocada a cada série da Emissão foram definidas de acordo com a demanda das Debêntures pelos investidores, conforme apurado em Procedimento de *Bookbuilding*, em sistema de vasos comunicantes, nos termos do item 4.6 abaixo.

4.4. Garantia Fidejussória

Em garantia do fiel, pontual e integral pagamento das Debêntures, a Garantidora prestou garantia fidejussória solidária em favor dos Debenturistas, representados pelo Agente Fiduciário ("Fiança"), obrigando-se, por meio da Escritura de Emissão e na melhor forma de direito, como devedora solidária e principal pagadora de todos os valores devidos pela Emissora nos termos da Escritura de Emissão, até a final liquidação das Debêntures, bem como dos encargos moratórios aplicáveis e das demais obrigações pecuniárias previstas na Escritura de Emissão, inclusive, mas não limitado, àquelas devidas ao Agente Fiduciário, nos termos do artigo 822 da Lei nº 10.406, de 10 de janeiro de 2002, conforme alterada ("Código Civil"). A Garantidora expressamente renunciou aos benefícios de ordem, direitos e faculdades de exoneração de qualquer natureza previstos nos artigos 333, parágrafo único, 366, 821, 827, 830, 834, 835, 837, 838 e 839, todos do Código Civil.

4.5. Destinação dos Recursos

4.5.1. Os recursos líquidos obtidos pela Emissora por meio da integralização das Debêntures serão destinados da seguinte forma e na seguinte proporção: (i) aproximadamente 31% (trinta e um por cento) para o resgate das 64 Notas Promissórias da 5ª Emissão da Emissora, emitidas em 02 de julho de 2012, pelo seu valor nominal unitário de R$10.000.000,00, na respectiva data de emissão, acrescido de juros remuneratórios correspondentes a 104,08% da Taxa DI Over, incidente sobre o valor nominal unitário de cada nota promissória comercial, desde a data de emissão até a data do efetivo resgate antecipado; (ii) aproximadamente 28% (vinte e oito por cento) para o resgate das 60 Notas Promissórias da 6ª Emissão da Emissora, emitidas em 21 de dezembro de 2012, pelo seu valor nominal unitário, de R$10.000.000,00, na respectiva data de emissão, acrescido de juros remuneratórios correspondentes a: (a) 102,50% da Taxa DI Over, incidente sobre o valor nominal unitário de cada nota promissória comercial, desde a data de emissão até o 120º dia contado a partir da data de emissão; e (b) 103,0% da Taxa DI Over, incidente sobre o valor nominal unitário de cada nota promissória comercial, no período entre o 120º dia contado a partir da data de emissão e a data do efetivo resgate; e (iii) o saldo remanescente, equivalente a aproximadamente 41% (quarenta e um por cento) dos recursos líquidos obtidos pela Emissora por meio da integralização das Debêntures será utilizado para investimento em obras destinadas a ampliar, renovar e melhorar a estrutura de distribuição de energia elétrica da Emissora.

4.5.2. Caso os recursos líquidos obtidos pela Emissora por meio da integralização das Debêntures não sejam suficientes para que a Emissora cumpra com a destinação dos recursos prevista no item 4.5.1 acima, a Emissora poderá utilizar recursos próprios para tanto.

4.6. Procedimento de *Bookbuilding* (Coleta de Intenções de Investimento)

4.6.1. Os Coordenadores organizaram procedimento de coleta de intenções de investimento, nos termos dos parágrafos 1º e 2º do artigo 23 e do artigo 44 da Instrução CVM 400, sem recebimento de reservas, sem lotes mínimos ou máximos, para verificação, junto aos investidores, da demanda pelas Debêntures em diferentes níveis de taxa de juros ("Procedimento de *Bookbuilding*"), de forma a definir a emissão das Debêntures de cada uma das séries da Emissão e, tendo sido confirmada a emissão das Debêntures da Primeira Série, das Debêntures da Segunda Série e das Debêntures da Terceira Série, para definir, de comum acordo com a Emissora: (i) a quantidade de Debêntures alocada a cada série da Emissão, nos termos da Cláusula 3.7.1.1 da Escritura de Emissão; (ii) a taxa final dos Juros Remuneratórios da Primeira Série, nos termos da Cláusula 4.2.2 da Escritura de Emissão; (iii) a taxa final dos Juros Remuneratórios da Segunda Série, nos termos da Cláusula 4.3.2 da Escritura de Emissão; e (iv) a taxa final dos Juros Remuneratórios da Terceira Série, nos termos da Cláusula 4.3.3 da Escritura de Emissão.

4.6.2. O número de Debêntures alocado a cada série da Emissão foi definido de acordo com a demanda das Debêntures pelos investidores, conforme apurado no Procedimento de *Bookbuilding*, observado que a alocação das Debêntures entre as séries da Emissão ocorreu no sistema de vasos comunicantes.

4.6.3. Ao final do Procedimento de *Bookbuilding*, a Emissora ratificou a emissão das Debêntures da Primeira Série, das Debêntures da Segunda Série e das Debêntures da Terceira Série, bem como a remuneração e a quantidade de Debêntures de cada uma das séries da Emissão, por meio do Aditamento à Escritura de Emissão, sem a necessidade de nova aprovação societária pela Emissora ou de realização de Assembleia Geral de Debenturistas, nos termos da RCA da Emissão.

4.6.4. Participaram do Procedimento de *Bookbuilding* os investidores do público alvo da Oferta, incluindo (i) acionistas, controladores ou administradores da Emissora; (ii) controladores ou administradores de quaisquer dos Coordenadores; (iii) outras pessoas vinculadas à Oferta; ou (iv) cônjuges, companheiros, ascendentes, descendentes ou colaterais até o segundo grau de qualquer uma das pessoas referidas nas alíneas (i) a (iii) acima (em conjunto, "Pessoas Vinculadas"). Como foi verificado excesso de demanda superior a 1/3 (um terço) das Debêntures, não foi permitida a colocação de Debêntures junto a investidores que fossem Pessoas Vinculadas, sendo as intenções de investimento apresentadas por investidores que fossem Pessoas Vinculadas automaticamente canceladas, nos termos do artigo 55 da Instrução CVM 400.

4.6.5. Conforme previsto no parágrafo único do artigo 55 da Instrução CVM 400, a vedação de colocação disposta no artigo 55 da Instrução CVM 400 não se aplica ao Banco BTG Pactual S.A., instituição financeira contratada para atuar como formador de mercado da Emissão, uma vez que o direito de subscrever e a quantidade máxima de valores mobiliários a ser subscrita foram divulgados no Prospecto Preliminar, conforme previsto no parágrafo único do artigo 55 da Instrução CVM 400.

Os potenciais investidores devem estar cientes de que a participação de investidores que sejam considerados Pessoas Vinculadas no Procedimento de *Bookbuilding* pode ter promovido má formação na taxa de remuneração final das Debêntures e pode ter um impacto adverso na liquidez das Debêntures no mercado secundário. Para informações adicionais, os potenciais investidores devem ler o fator de risco "A participação de investidores na Oferta que sejam considerados Pessoas Vinculadas pode ter promovido má formação na taxa de remuneração final das Debêntures, bem como pode ter um impacto adverso na liquidez das Debêntures no mercado secundário" na seção "Fatores de Risco da Oferta", na página 81 do Prospecto Definitivo.

4.7. Aumento da Oferta

A quantidade de Debêntures inicialmente ofertada foi aumentada conforme a seguir:

(i) nos termos do artigo 24 da Instrução CVM 400, a quantidade de Debêntures inicialmente ofertada, sem considerar as Debêntures Adicionais, foi acrescida em 15% (quinze por cento), ou seja, em 240.000 (duzentas e quarenta mil) Debêntures suplementares ("Debêntures Suplementares"), destinadas a atender excesso de demanda constatado no decorrer da Oferta, conforme opção outorgada pela Emissora aos Coordenadores no Contrato de Distribuição e exercida pelos Coordenadores em comum acordo com a Emissora, sendo que 45.600 (quarenta e cinco mil e seiscentas) Debêntures Suplementares serão Debêntures da Primeira Série, 122.400 (cento e vinte e duas mil e quatrocentas) Debêntures Suplementares serão Debêntures da Segunda Série e 72.000 (setenta e duas mil) Debêntures Suplementares serão Debêntures da Terceira Série. As Debêntures Suplementares emitidas passaram a integrar o conceito de "Debêntures" e, conforme o caso, de "Debêntures da Primeira Série", "Debêntures da Segunda Série" ou "Debêntures da Terceira Série"; e

(ii) nos termos do parágrafo 2º do artigo 14 da Instrução CVM 400, a Emissora aumentou a quantidade de Debêntures com relação à quantidade inicialmente ofertada, sem considerar as Debêntures Suplementares, em 20% (vinte por cento), ou seja, em 320.000 (trezentas e vinte mil) Debêntures adicionais ("Debêntures Adicionais"), sem a necessidade de novo pedido de registro à CVM, sendo que 60.800 (sessenta mil e oitocentas) Debêntures Adicionais serão Debêntures da Primeira Série, 163.200 (cento e sessenta e três mil e duzentas) Debêntures Adicionais serão Debêntures da Segunda Série e 96.000 (noventa e seis mil) Debêntures Adicionais serão Debêntures da Terceira Série. As Debêntures Adicionais emitidas passaram a integrar o conceito de "Debêntures" e, conforme o caso, de "Debêntures da Primeira Série", "Debêntures da Segunda Série" ou "Debêntures da Terceira Série".

4.8. Banco Liquidante e Escriturador Mandatário

O banco liquidante e escriturador mandatário das Debêntures é o Banco Bradesco S.A., instituição financeira com sede na Cidade de Osasco, Estado de São Paulo, na Cidade de Deus, s/nº, bairro Vila Yara, inscrita no CNPJ/MF sob nº 60.746.948/0001-12 ("Banco Liquidante" e "Escriturador Mandatário", sendo que essas definições incluem qualquer outra instituição que venha a suceder o Banco Liquidante e/ou Escriturador Mandatário na prestação dos serviços previstos neste item).

4.9. Regime de Colocação

4.9.1. As Debêntures serão objeto de distribuição pública, sob o regime de garantia firme de colocação, no prazo de até 30 (trinta) dias contados da data da publicação do Anúncio de Início ("Prazo de Colocação"), observados os termos do "Contrato de Coordenação, Colocação e Distribuição Pública, em Regime de Garantia Firme de Colocação, de Debêntures Simples, Não Conversíveis em Ações, da Espécie Quirografária, em até Três Séries, da Terceira Emissão da Cemig Distribuição S.A." ("Contrato de Distribuição").

4.9.2. A garantia firme de colocação será exercida pelos Coordenadores até o valor total da Emissão, exclusivamente por meio da subscrição das Debêntures alocadas para a Primeira Série e deverá ser exercida pela Taxa Máxima da Primeira Série, observados os termos e condições previstos na Cláusula VI do Contrato de Distribuição, não estando, portanto, os Coordenadores obrigados a exercer a garantia firme de colocação com relação às Debêntures da Segunda Série e/ou às Debêntures da Terceira Série. As Debêntures Suplementares e/ou as Debêntures Adicionais, caso emitidas, serão distribuídas sob o regime de melhores esforços de colocação pelos Coordenadores.

4.10. Registro para Distribuição e Negociação

As Debêntures foram devidamente registradas para (i) distribuição no mercado primário por meio do (i) MDA – Módulo de Distribuição de Ativos ("MDA"), administrado e operacionalizado pela CETIP S.A. –Mercados Organizados ("CETIP"), sendo a distribuição liquidada financeiramente por meio da CETIP, e/ou (ii) do DDA - Sistema de Distribuição de Ativos ("DDA"), administrado e operacionalizado pela BM&FBOVESPA S.A. - Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros ("BM&FBOVESPA"), sendo a distribuição liquidada financeiramente por meio da BM&FBOVESPA; e (b) negociação no mercado secundário, prioritariamente com a utilização de mecanismos que permitam o direito de interferência de terceiros, por meio (i) do CETIP 21 – Títulos e Valores Mobiliários ("CETIP 21"), administrado e operacionalizado pela CETIP, sendo as negociações liquidadas financeiramente e as Debêntures custodiadas eletronicamente na CETIP, e/ou (ii) do Sistema BOVESPA

FIX ("BOVESPAFIX"), administrado e operacionalizado pela BM&FBOVESPA, sendo as negociações liquidadas financeiramente e as Debêntures custodiadas eletronicamente na BM&FBOVESPA.

4.11. Plano de Distribuição

Observadas as disposições da regulamentação aplicável, os Coordenadores deverão realizar a distribuição pública das Debêntures conforme plano de distribuição adotado em consonância com o disposto no parágrafo 3º do artigo 33 da Instrução CVM 400, de forma a assegurar: (i) que o tratamento conferido aos investidores seja justo e equitativo; (ii) a adequação do investimento ao perfil de risco de seus respectivos clientes; e (iii) que quaisquer dúvidas por parte dos investidores possam ser esclarecidas por pessoa designada pelos Coordenadores. O plano de distribuição foi fixado nos seguintes termos:

(i) respeitado o disposto na Instrução CVM 400, anteriormente à obtenção do registro da Oferta junto à CVM, os Coordenadores disponibilizaram ao público o Prospecto Preliminar, precedido da publicação do Aviso ao Mercado, não havendo, contudo, recebimento pelos Coordenadores de reservas de subscrição de Debêntures. Foi realizado o "Road Show" conforme determinado pelos Coordenadores de comum acordo com a Emissora, durante o qual foi distribuído o Prospecto Preliminar;

(ii) após a realização do "Road Show" e conforme determinado pelos Coordenadores de comum acordo com a Emissora, os Coordenadores deram início ao Procedimento de *Bookbuilding*, conforme previsto no item 4.6 acima;

(iii) encerrado o Procedimento de *Bookbuilding*, os Coordenadores consolidaram as propostas dos investidores para subscrição das Debêntures, alocando, inclusive, o número de Debêntures em cada série da Emissão;

(iv) uma vez determinada a remuneração final das Debêntures, os documentos relativos à Oferta foram reapresentados à CVM;

(v) após a obtenção do registro da Oferta na CVM, está sendo publicado este Anúncio de Início;

(vi) não será concedido qualquer tipo de desconto pelos Coordenadores aos investidores interessados em adquirir as Debêntures;

(vii) não haverá preferência para subscrição das Debêntures pelos atuais acionistas da Emissora;

(viii) não existirão reservas antecipadas, nem lotes mínimos ou máximos de subscrição das Debêntures;

(ix) o público alvo da Oferta é aquele descrito no item 4.13 abaixo;

(x) os Coordenadores envidarão seus melhores esforços para que as Debêntures da Segunda Série e/ou Debêntures da Terceira Série sejam subscritas e integralizadas por, no mínimo, 10 (dez) investidores por série, com participação individual máxima de 20% (vinte por cento) do valor total da respectiva série, já consideradas as Debêntures Suplementares e as Debêntures Adicionais que sejam efetivamente emitidas, em atendimento ao Código ANBIMA de Regulação e Melhores Práticas para o Novo Mercado de Renda Fixa, datado de 9 de março de 2012 ("Código ANBIMA de Renda Fixa"); e

(xi) os representantes de venda das instituições participantes do consórcio de distribuição deverão receber exemplar dos prospectos preliminar e definitivo, com informações mínimas sobre a Emissora e a Oferta, nos termos da Instrução CVM 400 ("Prospecto Preliminar", "Prospecto Definitivo" e conjuntamente "Prospectos"), para leitura obrigatória e a fim de que suas dúvidas possam ser esclarecidas por pessoa designada pelo Coordenador Líder.

Não obstante o disposto no item (x) acima, caso as Debêntures da Segunda Série e/ou as Debêntures da Terceira Série não sejam subscritas e integralizadas por, no mínimo, 10 (dez) investidores por série, ou caso a participação individual de qualquer investidor seja superior a 20% (vinte por cento) do valor total da respectiva série, a série da Emissão que não observar tais requisitos não contará com o Selo ANBIMA do Novo Mercado de Renda Fixa, aplicando-se o disposto na Cláusula 6.2.4 da Escritura de Emissão.

Caso as Debêntures da Segunda Série e/ou das Debêntures da Terceira Série deixem, a qualquer momento e por qualquer razão, de ser registradas no Novo Mercado de Renda Fixa, a Emissora deixará de ser obrigada a observar as obrigações estabelecidas no Código ANBIMA de Renda Fixa, inclusive com relação ao Resgate Antecipado Obrigatório previsto no item 3.25 abaixo e na Cláusula VI da Escritura de Emissão, continuando, porém, a Emissora, obrigada a recomprar as Debêntures daqueles investidores que assim o desejarem em razão da perda do registro no Novo Mercado de Renda Fixa, conforme previsto no inciso X do artigo 4º do Código ANBIMA de Renda Fixa.

Para mais informações sobre o plano de distribuição das Debêntures, vide a seção "Informações Relativas à Oferta – Condições do Contrato de Distribuição – Plano de Distribuição" do Prospecto Definitivo.

4.12. Cancelamento, Suspensão, Revogação ou Alterações dos Termos e Condições da Oferta

4.12.1. Na hipótese da Oferta ser cancelada, revogada ou suspensa, tal fato deverá ser imediatamente divulgado ao menos pelos mesmos meios utilizados para a divulgação deste Anúncio de Início e do Aviso ao Mercado. Os investidores que já tenham aceitado a Oferta, no caso de sua suspensão, terão o direito de revogar sua aceitação em até 5 (cinco) Dias Úteis contados da respectiva comunicação. Terão direito a restituição integral, sem adição de juros ou correção monetária e com dedução dos valores relativos aos tributos e encargos incidentes, se existentes, do valor dado em contrapartida às Debêntures, no prazo de 5 (cinco) Dias Úteis de sua manifestação, em conformidade com os termos do Contrato de Distribuição e dos Prospectos: (a) todos os investidores que já tenham aceitado a Oferta, na hipótese de seu cancelamento ou revogação; e (b) os investidores que tenham revogado a sua aceitação no prazo acima mencionado, na hipótese de suspensão da Oferta.

4.12.1.1. O disposto no item 4.12.1 acima se aplica, também, conforme o caso, aos investidores que condicionarem sua adesão à distribuição pública das Debêntures quando da assinatura dos respectivos boletins de subscrição, caso essa condição não seja satisfeita quando do encerramento da distribuição pública das Debêntures.

4.12.2. Havendo, a juízo da CVM, alteração substancial, posterior e imprevisível nas circunstâncias de fato existentes quando da apresentação do pedido de registro de distribuição ou que o fundamentem, acarretando aumento relevante dos riscos assumidos pela Emissora e inerentes à própria Oferta, a CVM poderá acolher pleito de modificação ou revogação da Oferta, o qual presumir-se-á deferido caso não haja manifestação da CVM em sentido contrário no prazo de 10 (dez) dias úteis, contado do seu protocolo na CVM. Tendo sido deferida a modificação, a CVM poderá, por sua própria iniciativa ou a requerimento da Emissora, prorrogar o prazo da oferta por até 90 (noventa) dias. É sempre permitida a modificação da Oferta para melhorá-la em favor dos investidores ou para renúncia à condição da Oferta estabelecida pela Emissora, conforme previsto no parágrafo 3º do artigo 25 da Instrução CVM 400.

4.12.3. A eventual modificação dos termos e condições da Emissão e das Debêntures, nos termos do disposto no Contrato de Distribuição, deverá ser divulgada imediatamente ao menos pelos mesmos meios utilizados para a divulgação deste Anúncio de Início e do Aviso ao Mercado, e os Coordenadores deverão se acautelar e se certificar, no momento do recebimento das aceitações da Oferta, de que o manifestante está ciente de que a Oferta original foi alterada e de que tem conhecimento das novas condições. Nesta hipótese, os investidores que já tiverem aderido à Oferta deverão ser comunicados diretamente a respeito da alteração dos termos e condições das Debêntures, para que confirmem, no prazo de 5 (cinco) Dias Úteis do recebimento da comunicação, o interesse em manter a declaração de aceitação, presumida a manutenção em caso de silêncio. Caso após notificados os investidores decidam revogar sua aceitação da Oferta, deverão ser estes restituídos, sem adição de juros ou correção monetária e com dedução dos valores relativos aos tributos e encargos incidentes, se existentes, do valor dado em contrapartida às Debêntures, no prazo de 5 (cinco) Dias Úteis contados de sua manifestação.

4.12.4. No caso de restituição de valores nos termos acima descritos, os investidores deverão fornecer um recibo de quitação aos Coordenadores referente aos valores restituídos.

4.13. Público Alvo

O público alvo da Oferta é composto por investidores residentes, domiciliados ou com sede no Brasil, clubes de investimento, fundos de investimento, carteiras administradas, entidades administradoras de recursos de terceiros registradas na CVM, entidades autorizadas a funcionar pelo BACEN, condomínios destinados à aplicação em carteiras de títulos e valores mobiliários registrados na CVM e/ou na BM&FBOVESPA, fundos de pensão, entidades abertas ou fechadas de previdência complementar e de capitalização e seguradoras, bem como investidores considerados institucionais ou qualificados, nos termos da Instrução CVM nº 409, de 18 de agosto de 2004, conforme alterada, levando-se sempre em conta o perfil de risco dos destinatários da Oferta.

5. CARACTERÍSTICAS DAS DEBÊNTURES

5.1. Data de Emissão

Para todos os fins e efeitos, a data de emissão das Debêntures será o dia 15 de fevereiro de 2013 ("Data de Emissão").

5.2. Conversibilidade

As Debêntures serão simples, ou seja, não conversíveis em ações.

5.3. Espécie

As Debêntures serão da espécie quirografária.

5.4. Tipo e Forma

As Debêntures serão nominativas e escriturais, sem a emissão de cautelas ou certificados.

5.5. Valor Nominal Unitário

O valor nominal unitário das Debêntures será de R$ 1.000,00 (mil reais), na Data de Emissão ("Valor Nominal Unitário").

5.6. Prazo e Data de Vencimento

As Debêntures da Primeira Série terão prazo de vencimento de 5 (cinco) anos a contar da Data de Emissão, com vencimento em 15 de fevereiro de 2018 ("Data de Vencimento da Primeira Série"). As Debêntures da Segunda Série terão prazo de vencimento de 8 (oito) anos a contar da Data de Emissão, com vencimento em 15 de fevereiro de 2021 ("Data de Vencimento da Segunda Série"). As Debêntures da Terceira Série terão prazo de vencimento de 12 (doze) anos a contar da Data de Emissão, com vencimento final em 15 de fevereiro de 2025 ("Data de Vencimento da Terceira Série"). Na Data de Vencimento da Primeira Série, na Data de Vencimento da Segunda Série e na Data de Vencimento da Terceira Série, a Emissora se obriga a proceder à liquidação das Debêntures da Primeira Série, das Debêntures da Segunda Série e das Debêntures da Terceira Série, respectivamente, que ainda estiverem em circulação, com o seu consequente cancelamento. A liquidação das Debêntures aqui referida será realizada pela Emissora da seguinte forma: (i) as Debêntures da Primeira Série serão liquidadas pelo seu Valor Nominal Unitário, acrescido dos Juros Remuneratórios da Primeira Série; (ii) as Debêntures da Segunda Série serão liquidadas pelo seu Saldo do Valor Nominal Unitário acrescido da Remuneração da Segunda Série; e (iii) as Debêntures da Terceira Série serão liquidadas pelo seu Saldo do Valor Nominal Unitário, acrescido da Remuneração da Terceira Série.

5.7. Remuneração das Debêntures da Primeira Série

As Debêntures da Primeira Série serão remuneradas de acordo com o disposto a seguir.

5.7.1. *Atualização Monetária*: O Valor Nominal Unitário das Debêntures da Primeira Série não será atualizado.

5.7.2. *Juros Remuneratórios:* Sobre o Valor Nominal Unitário das Debêntures da Primeira Série incidirão juros remuneratórios correspondentes a 100% (cem por cento) da variação acumulada das taxas médias diárias dos DI – Depósitos Interfinanceiros de um dia, *over* extragrupo, na forma percentual ao ano, base 252 (duzentos e cinquenta e dois) Dias Úteis, calculadas e divulgadas diariamente pela CETIP, no informativo diário disponível em sua página na Internet (http://www.cetip.com.br) ("Taxa DI *Over*"), capitalizada de um *spread* ou sobretaxa de 0,69% (sessenta e nove centésimos por cento) ao ano, base 252 (duzentos e cinquenta e dois) Dias Úteis ("Juros Remuneratórios da Primeira Série"), conforme definido no Procedimento de *Bookbuilding*. Os Juros Remuneratórios da Primeira Série serão calculados em regime de capitalização composta de forma *pro rata temporis* por Dias Úteis decorridos, desde a Data de Emissão (ou desde a Data de Pagamento dos Juros Remuneratórios da Primeira Série imediatamente anterior, conforme o caso) até a data de seu efetivo pagamento, e deverão ser pagos em cada Data de Pagamento dos Juros Remuneratórios da Primeira Série (ou na data da liquidação antecipada resultante do vencimento antecipado das Debêntures da Primeira Série em razão da ocorrência de um dos Eventos de Inadimplemento). Os Juros Remuneratórios da Primeira Série serão calculados com base na fórmula constante da Cláusula 4.2.2.3 da Escritura de Emissão.

5.8. Remuneração das Debêntures da Segunda Série e das Debêntures da Terceira Série

As Debêntures da Segunda Série e as Debêntures da Terceira Série serão remuneradas de acordo com o disposto a seguir.

5.8.1. *Atualização Monetária*: O Valor Nominal Unitário (ou o Saldo do Valor Nominal Unitário, conforme aplicável) das Debêntures da Segunda Série e o Valor Nominal Unitário (ou o Saldo do Valor Nominal Unitário, conforme aplicável) das Debêntures da Terceira Série serão atualizados pela variação acumulada do Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo ("IPCA"), apurado e divulgado pelo Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística ("IBGE"), desde a Data de Emissão (ou desde a Data de Amortização da Segunda Série ou desde a Data de Amortização da Terceira Série, conforme o caso, imediatamente anterior) até a data de seu efetivo pagamento ("Atualização Monetária"), sendo o produto da Atualização Monetária automaticamente incorporado ao Valor Nominal Unitário (ou ao Saldo do Valor Nominal Unitário, conforme aplicável) das Debêntures da Segunda Série ou ao Valor Nominal Unitário (ou ao Saldo do Valor Nominal Unitário, conforme aplicável) das Debêntures da Terceira Série, conforme o caso. A Atualização Monetária para as Debêntures da Segunda Série e a Atualização Monetária para as Debêntures da Terceira Série serão pagas, juntamente com o Valor Nominal Unitário, na periodicidade prevista nos subitens 5.9.2. e 5.9.3 abaixo (ou na data da liquidação antecipada resultante (i) do vencimento antecipado das Debêntures da Segunda Série ou das Debêntures da Terceira Série, conforme o caso, em razão da ocorrência de um dos Eventos de Inadimplemento, ou (ii) do resgate antecipado em razão da ocorrência de um dos Eventos de Resgate Obrigatório, para as Debêntures da Segunda Série ou para as Debêntures da Terceira Série, conforme o caso, cujos titulares venham a solicitar o Resgate Antecipado Obrigatório). A Atualização Monetária para as Debêntures da Segunda Série e para as Debêntures da Terceira Série será calculada conforme a fórmula constante da Cláusula 4.3.1.2 da Escritura de Emissão.

5.8.2. *Juros Remuneratórios da Segunda Série:* Sobre o Valor Nominal Unitário (ou sobre o Saldo do Valor Nominal Unitário, conforme o caso) das Debêntures da Segunda Série, atualizado pela Atualização Monetária, incidirão juros remuneratórios correspondentes ao percentual ao ano, base 252 (duzentos e cinquenta e dois) Dias Úteis, de 4,70% (quatro inteiros e setenta centésimos por cento), conforme definidos no Procedimento de *Bookbuilding* ("Juros Remuneratórios da Segunda Série" e, em conjunto com a Atualização Monetária, "Remuneração da Segunda Série"). Os Juros Remuneratórios da Segunda Série serão calculados em regime de capitalização composta de forma *pro rata temporis* por Dias Úteis decorridos, desde a Data de Emissão (ou desde a Data de Pagamento dos Juros Remuneratórios da Segunda Série imediatamente anterior, conforme o caso) até a data de seu efetivo pagamento, e deverão ser pagos em cada Data de Pagamento dos Juros Remuneratórios da Segunda Série (ou na data da liquidação antecipada resultante (i) do vencimento antecipado das Debêntures da Segunda Série em razão da ocorrência de um dos Eventos de Inadimplemento, ou (ii) do resgate antecipado em razão da ocorrência de um dos Eventos de Resgate Obrigatório, para as Debêntures da Segunda Série cujos titulares solicitem o Resgate Antecipado Obrigatório). Os Juros Remuneratórios da Segunda Série serão calculados com base na fórmula constante da Cláusula 4.3.4 da Escritura de Emissão.

5.8.3. *Juros Remuneratórios da Terceira Série:* sobre o Valor Nominal Unitário (ou sobre o Saldo do Valor Nominal Unitário, conforme o caso) das Debêntures da Terceira Série, atualizado pela Atualização Monetária, incidirão juros remuneratórios correspondentes a um percentual ao ano, base 252 (duzentos e cinquenta e dois) Dias Úteis, de 5,10% (cinco inteiros e dez centésimos por cento), conforme definidos no Procedimento de *Bookbuilding* ("Juros Remuneratórios da Terceira Série" e, em conjunto com a Atualização Monetária, "Remuneração da Terceira Série"). Os Juros Remuneratórios da Terceira Série serão calculados em regime de capitalização composta de forma *pro rata temporis* por Dias Úteis decorridos, desde a Data de Emissão (ou desde a Data de Pagamento dos Juros Remuneratórios da Terceira Série imediatamente anterior, conforme o caso) até a data de seu efetivo pagamento, e deverão ser pagos em cada Data de Pagamento dos Juros Remuneratórios da Terceira Série (ou na data da liquidação antecipada resultante (i) do vencimento antecipado das Debêntures da Terceira Série em razão da ocorrência de um dos Eventos de Inadimplemento, ou (ii) do resgate antecipado em razão da ocorrência de um dos Eventos de Resgate Obrigatório, para as Debêntures da Terceira Série cujos titulares solicitem o Resgate Antecipado Obrigatório). Os Juros Remuneratórios da Terceira Série serão calculados com base na fórmula constante da Cláusula 4.3.4 da Escritura de Emissão.

5.9. Amortização do Valor Nominal Unitário

5.9.1. O Valor Nominal Unitário das Debêntures da Primeira Série será integralmente pago em uma única parcela, na Data de Vencimento da Primeira Série.

5.9.2. O Valor Nominal Unitário das Debêntures da Segunda Série será amortizado em 3 (três) parcelas anuais e consecutivas, devidamente atualizadas pela Atualização Monetária, a partir do 6º (sexto) ano contado da Data de Emissão, conforme tabela a seguir (cada uma dessas datas, uma "Data de Amortização da Segunda Série"):

Datas da Amortização	**Definição da fração do Valor Nominal Unitário a ser Amortizado(*)**
15 de fevereiro de 2019	33,00%
15 de fevereiro de 2020	33,00%
15 de fevereiro de 2021	34,00%

(*) O Valor Nominal Unitário aqui apresentado é referenciado à Data de Emissão e deverá ser atualizado monetariamente nos termos da Escritura de Emissão.

5.9.3. O Valor Nominal Unitário das Debêntures da Terceira Série será amortizado em 4 (quatro) parcelas anuais e consecutivas, devidamente atualizadas pela Atualização Monetária, a partir do 9º (nono) ano contado da Data de Emissão, conforme tabela a seguir (cada uma dessas datas, uma "Data de Amortização da Terceira Série"):

Datas da Amortização	**Definição da fração do Valor Nominal Unitário a ser Amortizado(*)**
15 de fevereiro de 2022	25,00%
15 de fevereiro de 2023	25,00%
15 de fevereiro de 2024	25,00%
15 de fevereiro de 2025	25,00%

(*) O Valor Nominal Unitário aqui apresentado é referenciado à Data de Emissão e deverá ser atualizado monetariamente nos termos da Escritura de Emissão.

5.10. Periodicidade de Pagamento dos Juros Remuneratórios

5.10.1. Os Juros Remuneratórios da Primeira Série serão pagos anualmente, a partir da Data de Emissão, sempre no dia 15 do mês de fevereiro de cada ano, sendo o primeiro pagamento devido em 15 de fevereiro de 2014 e o último pagamento na Data de Vencimento da Primeira Série (cada uma dessas datas, uma "Data de Pagamento dos Juros Remuneratórios da Primeira Série").

5.10.2. Os Juros Remuneratórios da Segunda Série serão pagos anualmente, a partir da Data de Emissão, sempre no dia 15 do mês de fevereiro de cada ano, sendo o primeiro pagamento devido em 15 de fevereiro de 2014 e o último pagamento na Data de Vencimento da Segunda Série (cada uma dessas datas, uma "Data de Pagamento dos Juros Remuneratórios da Segunda Série").

5.10.3. Os Juros Remuneratórios da Terceira Série serão pagos anualmente, a partir da Data de Emissão, sempre no dia 15 do mês de fevereiro de cada ano, sendo o primeiro pagamento devido em 15 de fevereiro 2014 e o último pagamento na Data de Vencimento da Terceira Série (cada uma dessas datas, uma "Data de Pagamento dos Juros Remuneratórios da Terceira Série").

5.11. Local de Pagamento

Os pagamentos a que fizerem jus as Debêntures serão efetuados pela Emissora no respectivo vencimento, conforme datas previstas na Escritura de Emissão, utilizando-se, conforme o caso: (i) os procedimentos adotados pela CETIP, para as Debêntures custodiadas eletronicamente na CETIP; (ii) os procedimentos adotados pela BM&FBOVESPA, para as Debêntures custodiadas na BM&FBOVESPA; e/ou (iii) os procedimentos adotados pelo Banco Liquidante, para as Debêntures que não estejam vinculadas à CETIP ou à BM&FBOVESPA ("Local de Pagamento").

5.12. Prorrogação dos Prazos

Considerar-se-ão prorrogados os prazos referentes ao pagamento de qualquer obrigação decorrente da Escritura de Emissão por quaisquer das Partes, até o 1º (primeiro) Dia Útil subsequente, se a data do vencimento coincidir com dia em que não haja expediente bancário no Local de Pagamento, sem qualquer acréscimo aos valores a serem pagos, ressalvados os casos cujos pagamentos devam ser realizados pela CETIP ou pela BM&FBOVESPA, hipótese em que somente haverá prorrogação quando a data de pagamento coincidir com feriado nacional, sábado, domingo, feriado bancário ou feriado no município de São Paulo.

5.13. Encargos Moratórios

Sem prejuízo do disposto na Cláusula VII da Escritura de Emissão, caso a Emissora deixe de efetuar quaisquer pagamentos de quaisquer quantias devidas aos Debenturistas nas datas em que são devidos, tais pagamentos devidos e não pagos continuarão sujeitos à eventual remuneração incidente sobre os mesmos e ficarão sujeitos, ainda, a: (i) multa moratória convencional, irredutível e de natureza compensatória, de 2% (dois por cento) sobre o valor devido e não pago; e (ii) juros de mora não compensatórios calculados à taxa de 1% (um por cento) ao mês; ambos calculados sobre o montante devido e não pago. Os encargos moratórios ora estabelecidos incidirão desde o efetivo descumprimento da obrigação respectiva até a data do seu efetivo pagamento, independentemente de aviso, notificação ou interpelação judicial ou extrajudicial.

5.14. Decadência dos Direitos aos Acréscimos

O não comparecimento do Debenturista para receber o valor correspondente a quaisquer das obrigações pecuniárias devidas pela Emissora, nas datas previstas na Escritura de Emissão, ou em comunicado publicado pela Emissora, não lhe dará direito ao recebimento de qualquer remuneração adicional e/ou encargos moratórios no período relativo ao atraso no recebimento, sendo-lhe, todavia, assegurados os direitos adquiridos até a data do respectivo vencimento.

5.15. Preço de Subscrição

5.15.1. As Debêntures da Primeira Série serão subscritas e integralizadas, no mercado primário, pelo seu Valor Nominal Unitário, acrescido dos Juros Remuneratórios da Primeira Série, calculados *pro rata temporis* desde a Data de Emissão até a Data de Integralização, de acordo com o disposto no item 5.7 acima, considerando-se 8 (oito) casas decimais, sem arredondamento ("Preço de Subscrição da Primeira Série").

5.15.2. As Debêntures da Segunda Série serão subscritas e integralizadas, no mercado primário, pelo seu Valor Nominal Unitário atualizado, acrescido da Remuneração da Segunda Série, calculada *pro rata temporis* desde a Data de Emissão até a Data de Integralização, de acordo com o disposto no item 5.8 acima, considerando-se 8 (oito) casas decimais, sem arredondamento ("Preço de Subscrição da Segunda Série").

5.15.3. As Debêntures da Terceira Série serão subscritas e integralizadas, no mercado primário, pelo seu Valor Nominal Unitário atualizado, acrescido da Remuneração da Terceira Série, calculada *pro rata temporis* desde a Data de Emissão até a Data de Integralização, de acordo com o disposto no item 5.8 acima, considerando-se 8 (oito) casas decimais, sem arredondamento ("Preço de Subscrição da Terceira Série").

5.15.4. Caso, até a data de subscrição e integralização das Debêntures da Segunda Série e das Debêntures da Terceira Série, não haja divulgação do IPCA do mês imediatamente anterior, será utilizado para cálculo do Valor Nominal Unitário atualizado das Debêntures da Segunda Série e do Valor Nominal Unitário atualizado das Debêntures da Terceira Série a última projeção de IPCA, conforme acordado pelo Comitê de Acompanhamento Macroeconômico da ANBIMA ou, na falta dessa projeção da ANBIMA, o último IPCA oficialmente divulgado, não sendo devidas quaisquer compensações financeiras entre a Emissora e os Debenturistas se e quando o IPCA que seria aplicável for divulgado.

5.16. Prazo e Forma de Subscrição e Integralização

As Debêntures poderão ser subscritas a qualquer tempo, dentro do Prazo de Colocação, com integralização à vista, no ato da subscrição ("Data de Integralização") e em moeda corrente nacional, pelo Preço de Subscrição da Primeira Série, pelo Preço de Subscrição da Segunda Série ou pelo Preço de Subscrição da Terceira Série, conforme o caso, de acordo com as normas de liquidação e procedimentos aplicáveis pela CETIP e/ou pela BM&FBOVESPA, conforme aplicável.

5.17. Repactuação

As Debêntures não estarão sujeitas à repactuação.

5.18. Publicidade

Todos os atos e decisões a serem tomados decorrentes desta Emissão que, de qualquer forma, vierem a envolver interesses dos Debenturistas, deverão ser obrigatoriamente comunicados na forma de avisos ("Avisos aos Debenturistas"), e publicados no Diário Oficial do Estado de Minas Gerais e no jornal "O Tempo", sendo que o aviso ao mercado nos termos do artigo 53 da Instrução CVM 400, o Anúncio de Início, o Anúncio de Encerramento e eventuais convocações aos Debenturistas também foram/serão publicados no jornal "Valor Econômico – Edição Nacional", bem como divulgados na página da Emissora na rede mundial de computadores – Internet (http://ri.cemig.com.br/static/ptb/cemig_distribuicao.asp).

5.19. Certificados de Debêntures

A Emissora não emitirá certificados de Debêntures. Para todos os fins de direito, a titularidade das Debêntures será comprovada pelo extrato emitido pelo Escriturador Mandatário. Adicionalmente, será reconhecido como comprovante de titularidade das Debêntures, o extrato, em nome do Debenturista, emitido pela CETIP, para as Debêntures custodiadas eletronicamente na CETIP. Para as Debêntures custodiadas na BM&FBOVESPA, será emitido, pela BM&FBOVESPA, extrato de custódia em nome do Debenturista, que igualmente será reconhecido como comprovante de titularidade.

5.20. Liquidez e Estabilização

Com o objetivo de assegurar a liquidez das Debêntures, será contratado o Banco BTG Pactual S.A. para atuar como formador de mercado da Emissão, garantindo spread entre o preço de compra e o de venda das Debêntures, que não deverá ser superior a (i) 0,30% (trinta centésimos por cento) ao ano para as Debêntures da Primeira Série, (ii) 0,50% (cinquenta centésimos por cento) ao ano para as Debêntures da Segunda Série e (iii) 0,70% (setenta centésimos por cento) ao ano para as Debêntures da Terceira Série, por um prazo de, pelo menos, 12 (doze) meses, em atendimento ao Código ANBIMA de Renda Fixa.

O Banco BTG Pactual S.A. terá seu direito de subscrição limitado à quantidade máxima de 5.000 (cinco mil) Debêntures de cada série, sendo que a respectiva instituição financeira deverá adquirir as Debêntures observadas as taxas finais de remuneração das respectivas Debêntures estabelecidas durante o Procedimento de *Bookbuilding*.

5.21. Imunidade de Debenturistas

Caso qualquer Debenturista goze de algum tipo de imunidade ou isenção tributária, este deverá encaminhar ao Banco Liquidante e à Emissora, no prazo mínimo de 10 (dez) Dias Úteis de antecedência em relação à data prevista para recebimento de valores relativos às Debêntures, documentação comprobatória dessa imunidade ou isenção tributária, sendo certo que, caso o Debenturista não envie referida documentação, a Emissora fará as retenções dos tributos previstos em lei.

5.22. Fundo de Amortização

Não será constituído fundo de amortização para a presente Emissão.

5.23. Direito de Preferência

Não haverá direito de preferência para subscrição das Debêntures pelos atuais acionistas da Emissora.

5.24. Classificação de Risco

Foi contratada como agência de classificação de risco da Oferta a Moody's América Latina ("Agência de Classificação de Risco"), que atribuiu *rating* "Aa1.br" às Debêntures.

5.25. Resgate Antecipado Facultativo Total ou Parcial, Resgate Antecipado Obrigatório ou Parcial e Aquisição Facultativa

5.25.1. Não haverá resgate antecipado facultativo (total ou parcial) das Debêntures, não podendo, portanto, a Emissora recomprar, a seu exclusivo critério, as Debêntures de qualquer das séries durante toda a sua vigência.

5.25.2.Caso, a qualquer momento durante a vigência das Debêntures da Segunda Série e/ou das Debêntures da Terceira Série, ocorra qualquer Evento de Resgate Obrigatório (conforme definidos na Cláusula VI da Escritura de Emissão), os Debenturistas da Segunda Série e/ou os Debenturistas da Terceira Série que assim desejarem poderão solicitar à Emissora o resgate antecipado das Debêntures da Segunda Série e/ou das Debêntures da Terceira Série em Circulação de sua titularidade, conforme o caso, mediante comunicação escrita nesse sentido ("Solicitação de Resgate Antecipado") a ser enviada à Emissora, com cópia para o Agente Fiduciário, em até 15 (quinze) dias contados da divulgação do Aviso aos Debenturistas acerca da ocorrência do Evento de Resgate Obrigatório, ficando a Emissora obrigada a efetuar o resgate de tais Debêntures da Segunda Série e/ou Debêntures da Terceira Série em até 15 (quinze) dias contados do recebimento da respectiva Solicitação de Resgate Antecipado, sendo certo que todas as Debêntures dos Debenturistas que tenham solicitado o Resgate Antecipado Obrigatório serão resgatados em uma única data, mediante o pagamento do Valor Nominal Unitário (ou do Saldo do Valor Nominal Unitário, conforme o caso) das Debêntures da Segunda Série e/ou Debêntures da Terceira Série a serem resgatadas acrescido da Remuneração da Segunda Série ou da Remuneração da Terceira Série, conforme aplicável ("Resgate Antecipado Obrigatório"), nos termos da Cláusula 6.2 da Escritura de Emissão.

5.25.2.1. O Resgate Antecipado Obrigatório somente poderá ocorrer com relação à totalidade das Debêntures da Segunda Série e/ou das Debêntures da Terceira Série em circulação de titularidade do Debenturista solicitante.

5.25.2.2 Caso ocorra o Resgate Antecipado Obrigatório de quaisquer Debêntures custodiadas eletronicamente no MDA, no CETIP 21 ou no Bovespa Fix, (i) a CETIP ou a BM&FBOVESPA, conforme o caso, deverão ser notificadas pela Emissora sobre o referido Resgate Antecipado Obrigatório com antecedência mínima de 2 (dois) Dias Úteis da Data do Resgate Antecipado Obrigatório, por meio de envio de correspondência contendo o "de acordo" do Agente Fiduciário; e (ii) o respectivo Resgate Antecipado Obrigatório seguirá os procedimentos adotados pela CETIP ou pela BM&FBOVESPA, conforme o caso.

5.25.3. Observado o disposto no item 5.25.4 abaixo, a Emissora poderá, a seu exclusivo critério e a qualquer momento, no que se refere às Debêntures da Primeira Série em Circulação, e após 2 (dois) anos contados da Data de Emissão, no que se refere Debêntures da Segunda Série em Circulação e às Debêntures da Terceira Série em Circulação, observado o disposto no parágrafo 3º do artigo 55 da Lei das Sociedades por Ações, adquirir Debêntures em Circulação, as quais poderão ser canceladas, permanecer na tesouraria da Emissora ou ser novamente colocadas no mercado, conforme as regras expedidas pela CVM, devendo tal fato constar do relatório da administração e das demonstrações financeiras da Emissora. As Debêntures adquiridas pela Emissora para permanência em tesouraria nos termos deste item 5.25.3, se e quando recolocadas no mercado, farão jus à mesma remuneração das demais Debêntures em Circulação de sua mesma série da Emissão.

5.25.4 Sem prejuízo do disposto no item 5.25.3 acima, a Emissora poderá adquirir Debêntures da Segunda Série em Circulação e/ou Debêntures da Terceira Série em Circulação, durante os primeiros 24 (vinte e quatro) meses contados da Data de Emissão, desde que respeitado o limite máximo de 5% (cinco por cento) do valor total da respectiva série da Emissão. Serão considerados no cálculo desse limite as aquisições de Debêntures em Circulação da respectiva série da Emissão realizadas por todas as entidades que compõem o Conglomerado Econômico-Financeiro da Emissora. Considerar-se-á "Conglomerado Econômico-Financeiro da Emissora" a Emissora, seus controladores (diretos ou indiretos), suas controladas e coligadas (diretas ou indiretas) e sociedades sob controle comum.

5.26. Vencimento Antecipado

5.26.1. São considerados eventos de inadimplemento, acarretando o vencimento antecipado das Debêntures e, sujeito ao disposto nos itens 5.26.2 e 5.26.3 abaixo, a imediata exigibilidade do pagamento, pela Emissora, do Valor Nominal Unitário (ou do Saldo do Valor Nominal Unitário, conforme aplicável) de cada Debênture, acrescido dos Juros Remuneratórios da Primeira Série, da Remuneração da Segunda Série e/ou da Remuneração da Terceira Série (conforme o caso), calculados *pro rata temporis* desde a Data de Emissão ou desde a Data de Pagamento dos Juros Remuneratórios imediatamente anterior, conforme o caso, até a data de seu efetivo pagamento, além dos demais encargos devidos nos termos da Escritura de Emissão, independentemente de aviso, notificação ou interpelação judicial ou extrajudicial, quaisquer dos seguintes eventos (cada um deles, um "Evento de Inadimplemento"):

(i) decretação de falência, ou dissolução e/ou liquidação da Emissora e/ou da Garantidora, ou pedido de recuperação judicial ou extrajudicial ou falência formulado pela Emissora e/ou pela Garantidora, ou ainda, qualquer evento análogo que caracterize estado de insolvência da Emissora e/ou da Garantidora, nos termos da legislação aplicável;

(ii) falta de cumprimento pela Emissora e/ou pela Garantidora de qualquer obrigação pecuniária relacionada às

Debêntures;

(iii) vencimento antecipado de qualquer obrigação pecuniária da Emissora e/ou da Garantidora decorrente de inadimplemento em obrigação de pagar qualquer valor individual ou agregado superior a R$ 50.000.000,00 (cinquenta milhões de reais) ou seu equivalente em outras moedas, em razão de inadimplência contratual ou não;

(iv) término, por qualquer motivo, de quaisquer dos contratos de concessão dos quais a Emissora e/ou a Garantidora sejam parte, e que representem, separadamente ou em conjunto, um valor superior ao equivalente a 30% (trinta por cento) da receita operacional líquida da Emissora e/ou da Garantidora, conforme o caso, constante de suas últimas demonstrações financeiras à época, sendo que, no caso da Garantidora, esse percentual será calculado com relação ao resultado consolidado da Garantidora;

(v) protesto legítimo de títulos contra a Emissora e/ou contra a Garantidora, cujo valor global ultrapasse R$ 50.000.000,00 (cinquenta milhões de reais) ou seu equivalente em outras moedas, salvo se o protesto tiver sido efetuado por erro ou má-fé de terceiro, desde que validamente comprovado pela Emissora e/ou pela Garantidora, conforme o caso, bem como se for suspenso, cancelado ou ainda se forem prestadas garantias em juízo, em qualquer hipótese, no prazo máximo de 30 (trinta) dias contados da data em que for recebido aviso escrito enviado pelo Agente Fiduciário à Emissora;

(vi) falta de cumprimento pela Emissora e/ou pela Garantidora, conforme o caso, de qualquer obrigação não pecuniária prevista na Escritura de Emissão, não sanada em 30 (trinta) dias, contados da data em que for recebido aviso escrito enviado pelo Agente Fiduciário à Emissora;

(vii) se a Emissora e/ou a Garantidora, conforme o caso, deixar de pagar, na data de vencimento, ou não tomar as medidas legais e/ou judiciais requeridas para o não pagamento, de qualquer dívida ou qualquer outra obrigação pagável pela Emissora e/ou pela Garantidora, conforme o caso, segundo qualquer acordo ou contrato da qual seja parte como mutuária ou garantidora, envolvendo quantia igual ou superior a R$ 50.000.000,00 (cinquenta milhões de reais) ou seu equivalente em outras moedas;

(viii) privatização, fusão, liquidação, dissolução, extinção, cisão ou qualquer outra forma de reorganização societária que implique redução do capital social da Emissora e/ou da Garantidora, salvo se por determinação legal ou regulatória, ou ainda se não provocar a alteração do *rating* da emissão para uma nota inferior a “Aa3.br” fornecida pela Moody’s América Latina ou classificação equivalente emitida por outra agência de classificação de risco a ser contratada pela Emissora; e/ou

(ix) transformação da Emissora em sociedade limitada.

5.26.1.1. Para fins do disposto no subitem (viii) acima, entende-se por privatização a hipótese na qual: (i) a Garantidora, atual controladora direta da Emissora, deixe de deter, direta ou indiretamente, o equivalente a, pelo menos, 50% (cinquenta por cento) mais uma ação do total das ações representativas do capital votante da Emissora; e/ou (ii) o Governo do Estado de Minas Gerais, atual controlador da Garantidora, deixe de deter, direta ou indiretamente, o equivalente a, pelo menos, 50% (cinquenta por cento) mais uma ação do total das ações representativas do capital votante da Garantidora.

5.26.2. Ocorrendo quaisquer dos Eventos de Inadimplemento previstos nos subitens (i), (ii) e (iii) do item 5.26.1 acima, as Debêntures tornar-se-ão automaticamente vencidas, aplicando-se o disposto no item 5.26.5 abaixo, independentemente de aviso ou notificação, judicial ou extrajudicial, devendo o Agente Fiduciário, no entanto, enviar imediatamente à Emissora comunicação escrita informando a ciência de tal acontecimento.

5.26.3. Na ocorrência de quaisquer dos demais Eventos de Inadimplemento que não sejam aqueles previstos no item 5.26.2. acima, o Agente Fiduciário deverá convocar, dentro de 48 (quarenta e oito) horas da data em que tomar conhecimento da ocorrência de qualquer dos referidos eventos, Assembleia Geral de Debenturistas para cada série da Emissão, visando a deliberar acerca da não declaração de vencimento antecipado das Debêntures, observado o procedimento de convocação previsto na Cláusula X da Escritura de Emissão e o quorum específico estabelecido no subitem 5.26.3.2 abaixo. A Assembleia Geral de Debenturistas aqui prevista poderá também ser convocada pela Emissora, na forma da Cláusula 10.1 da Escritura de Emissão.

5.26.3.1. O Agente Fiduciário deverá enviar imediatamente à Emissora comunicação escrita informando acerca das deliberações tomadas na Assembleia Geral de Debenturistas referida no item 5.26.3 acima.

5.26.3.2. Se, em qualquer das Assembleias Gerais de Debenturistas referidas no item 5.26.3 acima, os Debenturistas detentores de, no mínimo, 2/3 (dois terços) das Debêntures da Primeira Série em Circulação, os Debenturistas da Segunda Série detentores de, no mínimo, 2/3 (dois terços) das Debêntures da Segunda Série em Circulação e/ou os Debenturistas da Terceira Série detentores de, no mínimo, 2/3 (dois terços) das Debêntures da Terceira Série em Circulação, conforme aplicável, determinarem que o Agente Fiduciário não declare o vencimento antecipado das Debêntures da Primeira Série, das Debêntures da Segunda Série e/ou das Debêntures da Terceira Série, conforme o caso, o Agente Fiduciário não declarará o vencimento antecipado de tais Debêntures.

5.26.4. Adicionalmente ao disposto nos itens 5.26.3 e 5.26.3.2 acima, na hipótese de não instalação da Assembleia Geral de Debenturistas de qualquer série da Emissão, por falta de quorum, o Agente Fiduciário deverá declarar antecipadamente vencidas todas as obrigações decorrentes das Debêntures daquela série da Emissão, devendo enviar imediatamente à Emissora comunicação escrita informando tal acontecimento, aplicando-se o disposto no item 5.26.5 abaixo.

5.26.5. Observado o disposto acima e nos demais documentos da Emissão (especialmente na Cláusula VII da Escritura de Emissão), em caso de vencimento antecipado das Debêntures da Primeira Série, das Debêntures da Segunda Série e/ou das Debêntures da Terceira Série, conforme o caso, a Emissora e/ou a Garantidora obriga(m)-se a resgatar a totalidade das Debêntures da Primeira Série, das Debêntures da Segunda Série e/ou das Debêntures da Terceira Série (conforme aplicável), com o seu consequente cancelamento, obrigando-se aos pagamentos previstos no item 5.26.1 acima, além dos demais encargos devidos nos termos da Escritura de Emissão, em até 3 (três) Dias Úteis contados do recebimento, pela Emissora, da comunicação escrita referida nos itens 5.26.2, 5.26.3.1 e 5.26.4 deste Anúncio de Início.

5.26.5. Para fins de verificação do cumprimento das obrigações constantes da Cláusula VII da Escritura de Emissão, todos os valores de referência em Reais (R$) dela constantes deverão ser corrigidos pela variação do IGP-M, ou na sua falta ou impossibilidade de aplicação, pelo índice oficial que vier a substituí-lo, a partir da data de assinatura da Escritura de Emissão.

5.27. Demais Características

Nesta data as demais características das Debêntures encontram-se descritas na Escritura de Emissão e no Prospecto Definitivo.

6. INADEQUAÇÃO DA OFERTA

O investimento nas Debêntures não é adequado a investidores que (i) não tenham profundo conhecimento dos riscos envolvidos na operação ou que não tenham acesso à consultoria especializada; (ii) necessitem de liquidez com relação às Debêntures a serem adquiridas, tendo em vista que a negociação de debêntures no mercado secundário brasileiro é restrita; e/ou (iii) não estejam dispostos a correr o risco de crédito de empresa do setor público e/ou do setor de energia.

Os investidores devem ler as seções relativas a "Fatores de Risco" do Prospecto Definitivo e do Formulário de Referência a ele incorporado por referência, antes de aceitar a Oferta.

7. CRONOGRAMA INDICATIVO DA OFERTA

Segue abaixo um cronograma indicativo dos principais eventos da Oferta a partir da publicação deste Anúncio de Início e da disponibilização do Prospecto Definitivo nesta data:

Ordem dos Eventos	Eventos	Data prevista (1)
1.	**Data de Início da Oferta**	11/03/2013
2.	**Data de Liquidação Financeira das Debêntures da Primeira Série**	13/03/2013
3.	**Data de Liquidação Financeira das Debêntures da Segunda Série**	14/03/2013
4.	**Data de Liquidação Financeira das Debêntures da Terceira Série**	15/03/2013
5.	**Data de Publicação do Anúncio de Encerramento da Oferta**	19/03/2013

(1) Todas as datas previstas são meramente indicativas e estão sujeitas a alterações, suspensões, antecipações ou prorrogações a critério do Coordenador Líder.

8. AGENTE FIDUCIÁRIO

O Agente Fiduciário da Oferta é a GDC PARTNERS SERVIÇOS FIDUCIÁRIOS DISTRIBUIDORA DE TÍTULOS E VALORES MOBILIÁRIOS LTDA., instituição financeira autorizada a funcionar pelo Banco Central do Brasil ("BACEN"), constituída sob a forma de sociedade limitada, com sede na Cidade do Rio de Janeiro, Estado do Rio de Janeiro, na Avenida Ayrton Senna, nº 3.000, bloco 01, sala 317, Barra da Tijuca, CEP 22775-003, inscrita no CNPJ/MF sob o nº 10.749.264/0001-04, telefone: (21) 2490-4305, e-mail da área responsável: gdc@gdcdtvm.com.br.

O Agente Fiduciário da Emissão também atua, nesta data, como agente fiduciário das seguintes emissões de debêntures de sociedades integrantes do mesmo grupo econômico da Emissora:

(i) segunda emissão de 8.150 (oito mil cento e cinquenta) debêntures simples, não conversíveis em ações, da espécie quirografária, para distribuição pública, com esforços restritos de colocação, em 3 (três) séries, da Transmissora Aliança de Energia Elétrica S.A., sendo 4.250 (quatro mil duzentas e cinquenta) debêntures da primeira série, 2.450 (duas mil quatrocentas e cinquenta) debêntures da segunda série e 1.450 (mil quatrocentas e cinquenta) debêntures da quarta série, totalizando o montante de R$ 815.000.000,00 (oitocentos e quinze milhões de reais) na respectiva data de emissão. As debêntures da primeira série possuem vencimento em 15 de dezembro de 2015 e as debêntures da segunda série e as debêntures da quarta série possuem vencimento em 15 de dezembro 2017. Não houve evento de amortização, resgate, conversão, repactuação e inadimplemento até o momento. Nos termos da respectiva escritura de emissão, a Transmissora Aliança de Energia Elétrica S.A. efetuou semestralmente os pagamentos dos juros remuneratórios das referidas séries nas datas de pagamento dos juros remuneratórios, quais sejam: 15/06/2011, 15/12/2011, 15/06/2012 e 15/12/2012.

(ii) terceira emissão de 1.600.000 (um milhão e seiscentas mil) debêntures simples, não conversíveis em ações, da espécie quirografária, para distribuição pública, em 3 (três) séries, da Transmissora Aliança de Energia Elétrica S.A., sendo 665.000 (seiscentas e sessenta e cinco mil) debêntures da primeira série, 793.000 (setecentas e noventa e três) debêntures da segunda série e 702.000 (setecentas e duas mil) debêntures da terceira série, totalizando o montante de R$ 2.160.000.000,00 (dois bilhões cento e sessenta milhões de reais) na respectiva data de emissão. As debêntures da primeira série possuem vencimento em 15 de outubro de 2017, as debêntures da segunda série possuem vencimento em 15 de outubro de 2020 e as debêntures da terceira série possuem vencimento em 15 de outubro de 2024. Não houve evento de amortização, resgate, conversão, repactuação e inadimplemento até o momento. Nos termos da respectiva escritura de emissão, o pagamento da remuneração das referidas debêntures será anual, sendo o primeiro pagamento devido em 15/10/2013.

Além da presente Emissão e das duas emissões de debêntures mencionadas no parágrafo anterior, o Agente Fiduciário não atua em qualquer outra emissão de debêntures da Emissora, nem de sociedade coligada, controlada, controladora ou integrante de seu grupo econômico.

9. PROSPECTO DEFINITIVO

O Prospecto Definitivo está disponível nos seguintes endereços e páginas da *internet*:

Emissora
Avenida Barbacena, nº 1.200, 17º andar, ala A1, Santo Agostinho, Belo Horizonte – MG
Endereço eletrônico: http://ri.cemig.com.br/static/ptb/cemig_distribuicao.asp. Neste website acessar "Prospectos", no item 2013, e, sem seguida, clicar em "Prospecto Definitivo".

Coordenador Líder
Rua Senador Dantas, nº 105, 36º andar, Rio de Janeiro – RJ
Endereço eletrônico: www.bb.com.br/ofertapublica. Neste website acessar "Outros Prospectos", e em seguida no item "CEMIG D - Prospecto Definitivo da 3ª Emissão Pública de Debêntures".

HSBC
Avenida Brigadeiro Faria Lima, nº 3.064, 2º andar, São Paulo – SP
Endereço eletrônico: http://www.hsbc.com.br/1/2/portal/pt/para-sua-empresa/investimento/operacoes-especiais/operacoes-especiais-mais-informacoes. Neste website acessar "CEMIG D – Prospecto da 3ª Emissão de Debêntures".

Votorantim
Avenida das Nações Unidas, nº 14.171, Torre A, 16º, São Paulo – SP
Endereço eletrônico: http://www.bancovotorantim.com.br/ofertaspublicas. Neste website acessar "CEMIG D – Prospecto Definitivo da 3ª Emissão de Debêntures".

CVM
http://www.cvm.gov.br - neste *website* selecionar subitem "ITR, DFP, IAN, IPE, FC. FR e outras Informações". No link, digitar "Cemig Distribuição S/A" e clicar em "Continuar". Em seguida, clicar em "CEMIG DISTRIBUIÇÃO S/A" e selecionar "Prospecto de Distribuição Pública". Acessar *download* com a data mais recente.

CETIP
www.cetip.com.br - neste *website*, acessar "Comunicados e Documentos" e, em seguida, clicar em "Prospectos". Em seguida, selecionar "Prospectos de Debêntures" no campo "Categoria de Documento", digitar "Cemig Distribuição S.A." no campo "Busca (Título/Número/Código/Arquivo)" e, no campo "Ano", selecionar "2013". No link, selecionar o prospecto da CEMIG DISTRIBUIÇÃO S.A.

BM&FBOVESPA

www.bmfbovespa.com.br – neste *website* selecionar item “Empresas Listadas”, digitar “CEMIG DISTRIBUIÇÃO” e clicar em “buscar”. Clicar em “CEMIG DISTRIBUIÇÃO S.A.”. No item “Informações Relevantes”, clicar no subitem “Prospecto de Distribuição Pública” e acessar *download* com a data mais recente.

ANBIMA
http://cop.anbima.com.br – neste *website* acessar “Acompanhar Análise de Ofertas”. Em seguida, digitar “01/01/13” a “31/12/2013” no campo “Período”, selecionar “Debêntures” no campo “Oferta Pública”, clicar em “Pesquisar”, clicar no item em que constar a presente Oferta e, por fim, acessar “Prospecto Definitivo.pdf”.

10. INFORMAÇÕES ADICIONAIS

10.1. Os investidores poderão subscrever as Debêntures junto aos Coordenadores, nos endereços indicados acima.

10.2. Os Debenturistas poderão obter esclarecimentos sobre as Debêntures junto ao setor de atendimento a debenturistas, que funcionará na sede da Emissora.

10.3. Os investidores que desejarem obter mais informações sobre a Oferta e as Debêntures deverão dirigir-se aos endereços ou dependências dos Coordenadores indicados acima ou, ainda, à sede da Emissora, ou deverão acessar os endereços eletrônicos da CVM, da CETIP ou da BM&FBOVESPA, conforme indicados abaixo:

Comissão de Valores Mobiliários – CVM
Endereço Eletrônico: *www.cvm.gov.br*

CETIP S.A. – Mercados Organizados
Endereço Eletrônico: *www.cetip.com.br*

BM&FBOVESPA S.A. – Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros
Endereço Eletrônico: *www.bmfbovespa.com.br*

11. DEFINIÇÕES

Sem prejuízo de outras definições constantes deste Anúncio de Início, para os efeitos da Oferta, aplicar-se-ão as seguintes definições, no singular ou plural:

11.1. “Dia Útil”: qualquer dia, exceção feita aos sábados, domingos feriados nacionais e dias em que, por qualquer motivo, não houver expediente no município de São Paulo, no sistema financeiro nacional e/ou na BM&FBOVESPA.

11.2. “Debêntures da Primeira Série em Circulação”, “Debêntures da Segunda Série em Circulação” e “Debêntures da Terceira Série em Circulação” (conjuntamente, as “Debêntures em Circulação”): todas as Debêntures da Primeira Série, Debêntures da Segunda Série ou Debêntures da Terceira Série, respectivamente, subscritas e não resgatadas, excluídas aquelas Debêntures: (i) mantidas em tesouraria pela Emissora; ou (ii) de titularidade de: (a) empresas controladas pela Emissora (diretas ou indiretas), (b) controladoras (ou grupo de controle) da Emissora e (c) administradores da Emissora, incluindo, mas não se limitando a, pessoas direta ou indiretamente relacionadas a qualquer das pessoas anteriormente mencionadas.

11.3. Saldo do Valor Nominal Unitário” significa o Valor Nominal Unitário das Debêntures da Segunda Série e/ou das Debêntures da Terceira Série, conforme o caso, remanescente após cada Data de Amortização da Segunda Série ou Data de Amortização da Terceira Série, respectivamente.

12. REGISTRO NA CVM

A distribuição pública das Debêntures da Primeira Série foi registrada junto à CVM em 07 de março de 2013, sob nº CVM/SRE/DEB/2013/008.

A distribuição pública das Debêntures da Segunda Série foi registrada junto à CVM em 07 de março de 2013, sob nº CVM/SRE/DEB/2013/009.

A distribuição pública das Debêntures da Terceira Série foi registrada junto à CVM em 07 de março de 2013, sob nº CVM/SRE/DEB/2013/010.

13. REGISTRO NO NOVO MERCADO DE RENDA FIXA DA ANBIMA

As Debêntures da Segunda Série e as Debêntures da Terceira Série foram registradas no âmbito do Novo Mercado de Renda Fixa da ANBIMA.

Data de Início da Oferta: 11 de março de 2013.

O REGISTRO DA OFERTA NÃO IMPLICA, POR PARTE DA CVM, GARANTIA DE VERACIDADE DAS INFORMAÇÕES PRESTADAS OU JULGAMENTO SOBRE A QUALIDADE DA COMPANHIA EMISSORA, BEM COMO SOBRE AS DEBÊNTURES A SEREM DISTRIBUÍDAS.

LEIA O PROSPECTO E O FORMULÁRIO DE REFERÊNCIA DA EMISSORA ANTES DE ACEITAR A OFERTA, ESPECIALMENTE A RESPECTIVA SEÇÃO DE FATORES DE RISCO.

ANBIMA: A(O) presente oferta pública (programa) foi elaborada(o) de acordo com as normas de Regulação e Melhores Prática da ANBIMA para as Ofertas Públicas de Distribuição e Aquisição de Valores Mobiliários, atendendo, assim, a(o) presente oferta pública (programa), aos padrões mínimos de informação exigidos pela ANBIMA, não cabendo à ANBIMA qualquer responsabilidade pelas referidas informações, pela qualidade da emissora e/ou ofertantes, das Instituições Participantes e dos valores mobiliários objeto da(o) oferta pública (programa). Este selo não implica recomendação de investimento. O registro ou análise prévia da presente distribuição não implica, por parte da ANBIMA, garantia da veracidade das informações prestadas ou julgamento sobre a qualidade da companhia emissora, bem como sobre os valores mobiliários a serem distribuídos. CORDENADORES: BB-BANCO DE INVESTIMENTO S.A., HSBC CORRETORA DE TÍTULOS E VALORES MOBILIÁRIOS S.A., BANCO VOTORANTIM S.A.

A(O) presente oferta pública (programa) foi elaborada(o) de acordo com as normas de Regulação e Melhores Práticas da ANBIMA para as Ofertas Públicas de Distribuição e Aquisição de Valores Mobiliários, atendendo, assim, a(o) presente oferta pública (programa), aos padrões mínimos de informação exigidos pela ANBIMA, não cabendo à ANBIMA qualquer responsabilidade pelas referidas informações, pela qualidade da emissora e/ou ofertantes, das Instituições Participantes e dos valores mobiliários objeto da(o) oferta pública (programa). Este selo não implica recomendação de investimento. O registro ou análise prévia da presente distribuição não implica, por parte da ANBIMA, garantia da veracidade das informações prestadas ou julgamento sobre a qualidade da companhia emissora, bem como sobre os valores mobiliários a serem distribuídos.

COORDENADORES

O BB-BANCO DE INVESTIMENTO S.A. É O COORDENADOR LÍDER DA OFERTA.

Anexo 4.31

ANÚNCIO DE INÍCIO DE DISTRIBUIÇÃO PÚBLICA, SOB O REGIME DE MELHORES ESFORÇOS DE COLOCAÇÃO, DE DEBÊNTURES SIMPLES, NÃO CONVERSÍVEIS EM AÇÕES, DA ESPÉCIE QUIROGRAFÁRIA, COM GARANTIA ADICIONAL FIDEJUSSÓRIA, EM TRÊS SÉRIES, DA 3ª EMISSÃO DA

CEMIG GERAÇÃO E TRANSMISSÃO S.A.
Companhia Aberta – CVM nº 02032-0
CNPJ/MF nº 06.981.176/0001-58 – NIRE 3130002055-0
Avenida Barbacena, nº 1.200, 12º andar, ala B1, Bairro Santo Agostinho
30190-131, Belo Horizonte – MG

Código ISIN da Primeira Série: BRCMGTDBS047
Código ISIN da Segunda Série: BRCMGTDBS054
Código ISIN da Terceira Série: BRCMGTDBS062

Classificação de Risco: Aa1.br, pela Moody´s América Latina

A **CEMIG GERAÇÃO E TRANSMISSÃO S.A.**, sociedade por ações com registro de companhia aberta perante a Comissão de Valores Mobiliários ("CVM"), subsidiária integral da Companhia Energética de Minas Gerais – CEMIG, com sede na Cidade de Belo Horizonte, Estado de Minas Gerais, na Avenida Barbacena, nº 1.200, 12º andar, ala B1, CEP 30190-131, bairro Santo Agostinho, inscrita no Cadastro Nacional da Pessoa Jurídica do Ministério da Fazenda ("CNPJ/MF") sob o nº 06.981.176/0001-58 ("Emissora" ou "Companhia"), a **HSBC CORRETORA DE TÍTULOS E VALORES MOBILIÁRIOS S.A.**, instituição financeira com sede na Cidade de São Paulo, Estado de São Paulo, na Avenida Brigadeiro Faria Lima, nº 3.064, 2º andar, e inscrita no CNPJ/MF sob o nº 58.229.246/0001-10 ("Coordenador Líder"), o **BANCO BTG PACTUAL S.A.**, instituição financeira com escritório na Cidade de São Paulo, Estado de São Paulo, na Avenida Brigadeiro Faria Lima, nº 3.729, 9º andar, e inscrito no CNPJ/MF sob o nº 30.306.294/0002-26 ("BTG Pactual") e o **BANCO DO NORDESTE DO BRASIL S.A.**, instituição financeira com sede na Cidade de Fortaleza, Estado do Ceará, na Avenida Pedro Ramalho, nº 5.700, bloco C1 superior, e inscrita no CNPJ/MF sob o nº 07.237.373/0001-20 ("BNB" e, em conjunto com o Coordenador Líder e com o BTG Pactual, "Coordenadores"), nos termos do disposto no artigo 52 da Instrução da Comissão de Valores Mobiliários ("CVM") nº 400, de 29 de dezembro de 2003, conforme alterada ("Instrução CVM 400"), na Instrução da CVM nº 471, de 8 de agosto de 2008, conforme alterada ("Instrução CVM 471"), no convênio celebrado entre a CVM e a ANBIMA - Associação Brasileira das Entidades dos Mercados Financeiro e de Capitais ("Convênio CVM-ANBIMA" e "ANBIMA"), em 20 de agosto de 2008, conforme alterado, no Código ANBIMA de Regulação e Melhores Práticas para as Atividades Conveniadas e no aviso ao mercado publicado em 26 de janeiro de 2012 ("Aviso ao Mercado") vêm a público comunicar o início da distribuição pública de 1.350.000 (um milhão, trezentas e cinquenta mil) debêntures simples, não conversíveis em ações, da espécie quirografária, em três séries, sendo 480.000 (quatrocentas e oitenta mil) Debêntures da Primeira Série, 200.000 (duzentas mil) Debêntures da Segunda Série e 670.000 (seiscentas e setenta mil) Debêntures da Terceira Série da terceira emissão da Companhia, todas nominativas e escriturais, com valor nominal unitário de R$ 1.000,00 (mil reais) na Data de Emissão ("Oferta" ou "Emissão" e "Debêntures", respectivamente), perfazendo o valor total de

R$1.350.000.000,00
(um bilhão, trezentos e cinquenta milhões de reais)

1. AUTORIZAÇÕES SOCIETÁRIAS

1.1. Autorizações Societárias da Emissora

Em reunião do Conselho de Administração da Emissora realizada em 20 de janeiro de 2012 ("RCA da Emissão"), foram deliberadas: (i) a aprovação da Emissão, bem como de seus termos e condições; e (ii) a autorização para Diretoria da Companhia praticar todos os atos necessários à efetivação das deliberações consubstanciadas na RCA da Emissão, incluindo a

celebração de todos os documentos indispensáveis à concretização da Emissão, dentre os quais o aditamento à Escritura de Emissão que ratificou o resultado do Procedimento de *Bookbuilding*, tudo em conformidade com o disposto no artigo 59 da Lei nº 6.404, de 15 de dezembro de 1976, conforme alterada ("Lei das Sociedades por Ações"). A ata da RCA da Emissão foi devidamente arquivada na Junta Comercial do Estado de Minas Gerais ("JUCEMG") em 27 de janeiro de 2012, sob o nº 4760724, e publicada, em 31 de janeiro de 2012, no Diário Oficial do Estado de Minas Gerais e no jornal "O Tempo", nos termos da Lei das Sociedades por Ações.

1.2. Autorização Societária da Garantidora

Em reunião do Conselho de Administração da Companhia Energética de Minas Gerais – CEMIG ("Garantidora") realizada em 20 de janeiro de 2012 ("RCA da Garantia"), foi aprovada a prestação da Fiança, pela Garantidora, conforme previsto na alínea "d" do artigo 17 de seu Estatuto Social. A ata da RCA da Garantia foi devidamente arquivada na JUCEMG em 27 de janeiro de 2012, sob o nº 4760842, e publicada, em 31 de janeiro de 2012, no Diário Oficial do Estado de Minas Gerais e no jornal "O Tempo", nos termos da Lei das Sociedades por Ações.

2. ESCRITURA DE EMISSÃO

A Oferta será realizada de acordo com os termos e condições constantes do "Instrumento Particular de Escritura da Terceira Emissão de Debêntures Simples, Não Conversíveis em Ações, da Espécie Quirografária, em até Três Séries, para Distribuição Pública, da Cemig Geração e Transmissão S.A.", celebrado em 25 de janeiro de 2012 entre a Emissora e a Pentágono S.A. Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários, na qualidade de agente fiduciário representando a comunhão dos titulares de Debêntures ("Agente Fiduciário" e "Debenturistas", respectivamente), com a interveniência anuência da Garantidora ("Escritura de Emissão"). A Escritura de Emissão foi devidamente registrada: (i) na JUCEMG em 27 de janeiro de 2012, sob o nº ED.000.103-4/000; (ii) no 1º Ofício do Registro de Títulos e Documentos de Belo Horizonte em 30 de janeiro de 2012, sob o nº 01340627; e (iii) no 2º Ofício do Registro de Títulos e Documentos do Rio de Janeiro em 30 de janeiro de 2012, sob o nº 982230. A Escritura de Emissão foi aditada em 28 de fevereiro de 2012 pelo "Primeiro Aditamento ao Instrumento Particular de Escritura da Terceira Emissão de Debêntures Simples, Não Conversíveis em Ações, da Espécie Quirografária, em Três Séries, para Distribuição Pública, da Cemig Geração e Transmissão S.A." ("Aditamento à Escritura de Emissão"), de forma a refletir a quantidade e a remuneração de cada uma das séries da Emissão definidas por meio do Procedimento de *Bookbuilding*. O Aditamento à Escritura de Emissão foi devidamente registrado: (i) na JUCEMG, em 2 de março de 2012, sob o nº ED.000.103-4/001; (ii) no 1º Ofício do Registro de Títulos e Documentos de Belo Horizonte, em 05 de março de 2012, averbado à margem do nº 01340627; e (iii) no 2º Ofício do Registro de Títulos e Documentos do Rio de Janeiro em 07 de março de 2012, averbado à margem do nº 982230.

3. REGISTRO DA OFERTA

A distribuição pública das Debêntures da Primeira Série foi registrada junto à CVM sob o Registro CVM/SRE/DEB/2012/004, concedido em 12 de março de 2012; a distribuição pública das Debêntures da Segunda Série foi registrada junto à CVM sob o Registro CVM/SRE/DEB/2012/005, concedido em 12 de março de 2012; e a distribuição pública das Debêntures da Terceira Série foi registrada junto à CVM sob o Registro CVM/SRE/DEB/2012/006, concedido em 12 de março de 2012, na forma da Lei nº 6.385, de 7 de dezembro de 1976, conforme alterada, da Lei das Sociedades por Ações, da Instrução CVM 400, da Instrução da CVM 471, do Convênio CVM-ANBIMA e das demais disposições legais, regulamentares e autorregulatórias aplicáveis.

4. CARACTERÍSTICAS DA EMISSÃO

4.1. Número da Emissão

A Oferta contempla a 3ª emissão para distribuição pública de debêntures da Emissora.

4.2. Valor Total da Emissão

O valor total da Emissão será de R$ 1.350.000.000,00 (um bilhão, trezentos e cinquenta milhões de reais), na Data de Emissão ("Valor Total da Oferta").

4.3. Quantidade de Debêntures e Número de Séries

4.3.1. A Emissão será composta de 1.350.000 (um milhão, trezentas e cinquenta mil) Debêntures. A quantidade de Debêntures emitida foi definida de acordo com a demanda das Debêntures pelos investidores, conforme apurado em Procedimento de *Bookbuilding*, nos termos do item 4.6 abaixo.

4.3.2. A Emissão será realizada em três séries, sendo as debêntures objeto da Oferta distribuídas no âmbito da primeira série doravante denominadas "Debêntures da Primeira Série", as debêntures objeto da Oferta distribuídas no âmbito da segunda série doravante denominadas "Debêntures da Segunda Série", as debêntures objeto da Oferta distribuídas no âmbito da terceira série doravante denominadas "Debêntures da Terceira Série" e, as Debêntures da Primeira Série, as Debêntures da Segunda Série e as Debêntures da Terceira Série, em conjunto, doravante denominadas "Debêntures". Serão emitidas 480.000 (quatrocentas e oitenta mil) Debêntures da Primeira Série, 200.000 (duzentas mil) Debêntures da Segunda Série e 670.000 (seiscentas e setenta mil) Debêntures da Terceira Série. A existência e a quantidade de Debêntures alocada a cada série da Emissão foram definidas de acordo com a demanda das Debêntures pelos investidores, conforme apurado em Procedimento de *Bookbuilding*, em sistema de vasos comunicantes, nos termos do item 4.6 abaixo.

4.4. Garantia Fidejussória

Em garantia do fiel, pontual e integral pagamento das Debêntures, a Garantidora prestou garantia fidejussória em favor dos Debenturistas, representados pelo Agente Fiduciário ("Fiança"), obrigando-se, por meio da Escritura de Emissão e na melhor forma de direito, como devedora solidária e principal pagadora de todos os valores devidos pela Emissora nos termos da Escritura de Emissão, até a final liquidação das Debêntures, bem como dos encargos moratórios aplicáveis e das demais obrigações pecuniárias previstas na Escritura de Emissão, inclusive, mas não limitado, àquelas devidas ao Agente Fiduciário, nos termos do artigo 822 da Lei nº 10.406, de 10 de janeiro de 2002, conforme alterada ("Código Civil"). A Garantidora expressamente renunciou aos benefícios de ordem, direitos e faculdades de exoneração de qualquer natureza previstos nos artigos 333, parágrafo único, 366, 821, 827, 830, 834, 835, 837, 838 e 839, todos do Código Civil.

4.5. Destinação dos Recursos

4.5.1. Os recursos líquidos obtidos pela Emissora por meio da integralização das Debêntures serão destinados para o resgate das 100 (cem) notas promissórias comerciais da 4ª emissão da Companhia emitidas em 13 de janeiro de 2012, pelo seu valor nominal unitário, de R$ 10.000.000,00 (dez milhões de reais), acrescido de juros remuneratórios correspondentes a: (i) 103% (cento e três por cento) da Taxa DI *Over*, incidente sobre o valor nominal unitário de cada nota promissória comercial, desde a data da emissão até a data do efetivo resgate, caso tal resgate ocorra até o 60º (sexagésimo) dia contado a partir da data da emissão das notas promissórias comerciais (exclusive); (ii) 104% (cento e quatro por cento) da Taxa DI *Over*, incidente sobre o valor nominal unitário de cada nota promissória comercial, desde a última data de pagamento dos juros remuneratórios até a data do efetivo resgate, caso tal resgate ocorra entre o 60º (sexagésimo) dia contado a partir da data da emissão das notas promissórias comerciais (inclusive) e o 120º (centésimo vigésimo) dia contado a partir da data de emissão das notas promissórias comerciais (exclusive); e (iii) 105% (cento e cinco por cento) da Taxa DI *Over*, incidente sobre o valor nominal unitário de cada nota promissória comercial, desde a última data de pagamento dos juros remuneratórios até a data do efetivo resgate, caso tal resgate ocorra entre o 120º (centésimo vigésimo) dia contado a partir da data da emissão das notas promissórias comerciais (inclusive) e o 180º (centésimo octogésimo) dia contado a partir da data da emissão das notas promissórias comerciais (exclusive). Os recursos líquidos obtidos pela Emissora por meio da integralização das notas promissórias comerciais foram utilizados para o pagamento da 1ª série das debêntures da 2ª emissão da Companhia, cujo vencimento ocorreu em 15 de janeiro de 2012.

4.5.2. Caso os recursos líquidos obtidos pela Emissora por meio da integralização das Debêntures não sejam suficientes para o resgate integral das notas promissórias comerciais da 4ª emissão da Companhia, a Emissora poderá utilizar recursos próprios e realizar o resgate integral desses valores mobiliários ou, ainda, poderá optar por resgatar antecipadamente somente parte de tais notas promissórias comerciais, na proporção dos recursos captados por meio da Oferta.

4.5.3. Tendo em vista que a quantidade de Debêntures inicialmente ofertada foi acrescida de 150.000 (cento e cinquenta mil) Debêntures Suplementares e 200.000 (duzentas mil) Debêntures Adicionais, os recursos líquidos obtidos pela Emissora por meio da integralização das Debêntures que excederem o necessário para o resgate integral das notas promissórias comerciais da 4ª Emissão da Companhia serão utilizados para reforço do capital de giro da Companhia.

4.6. Procedimento de *Bookbuilding* (Coleta de Intenções de Investimento)

4.6.1. Os Coordenadores organizaram procedimento de coleta de intenções de investimento, nos termos dos parágrafos 1º e 2º do artigo 23 e do artigo 44 da Instrução CVM 400, sem recebimento de reservas, sem lotes mínimos ou máximos, para verificação, junto aos investidores, da demanda pelas Debêntures em diferentes níveis de taxa de juros ("Procedimento de *Bookbuilding*"), de forma a definir a emissão das Debêntures de cada uma das séries da Emissão e, tendo sido confirmada a emissão das Debêntures da Primeira Série, das Debêntures da Segunda Série e das Debêntures da Terceira Série, para definir, de comum acordo com a Emissora: (i) a quantidade de Debêntures alocada a cada série da Emissão, nos termos do item 3.7.1.1 da Escritura de Emissão; (ii) a taxa final dos Juros Remuneratórios da Primeira Série, nos termos do item 4.2.2 da Escritura de Emissão; (iii) a taxa final dos Juros Remuneratórios da Segunda Série, nos termos do item 4.3.2 da Escritura de Emissão; e (iv) a taxa final dos Juros Remuneratórios da Terceira Série, nos termos do item 4.3.3 da Escritura de Emissão.

4.6.2. O número de Debêntures alocado a cada série da Emissão foi definido de acordo com a demanda das Debêntures pelos investidores, conforme apurado no Procedimento de *Bookbuilding*, observado que a alocação das Debêntures entre as séries da Emissão ocorreu no sistema de vasos comunicantes. Nos termos do item 3.6.7 da Escritura de Emissão, havia a possibilidade de distribuição parcial das Debêntures.

4.6.3. Ao final do Procedimento de *Bookbuilding*, a Emissora ratificou a emissão das Debêntures da Primeira Série, das Debêntures da Segunda Série e das Debêntures da Terceira Série, bem como a remuneração e a quantidade de Debêntures de cada uma das séries da Emissão, por meio do Aditamento a Escritura de Emissão, o qual foi arquivado: (i) na JUCEMG, em 2 de março de 2012, sob o nº ED.000.103-4/001; (ii) no 1º Ofício do Registro de Títulos e Documentos de Belo Horizonte, em 05 de março de 2012, averbado à margem do nº 01340627; e (iii) no 2º Ofício do Registro de Títulos e Documentos do Rio de Janeiro em 07 de março de 2012, averbado à margem do nº 982230, sem necessidade de nova aprovação societária pela Emissora ou de realização de Assembleia Geral de Debenturistas, nos termos da RCA da Emissão.

4.6.4. Participaram do Procedimento de *Bookbuilding* (i) acionistas, controladores ou administradores da Emissora; (ii) controladores ou administradores de quaisquer dos Coordenadores; (iii) outras pessoas vinculadas à Oferta; ou (iv) cônjuges, companheiros, ascendentes, descendentes ou colaterais até o segundo grau de qualquer uma das pessoas referidas nas alíneas (i) a (iii) acima (em conjunto, "Pessoas Vinculadas"). Foi verificado excesso de demanda superior a 1/3 (um terço) das Debêntures, não tendo sido permitida a colocação de Debêntures junto a investidores Pessoas Vinculadas. Os investidores devem atentar para a seção "Fatores de Risco" do Prospecto Definitivo, especificamente o fator de risco intitulado "Risco Relativo à Participação de Pessoas Vinculadas na Oferta".

4.6.5. Conforme previsto no parágrafo único do artigo 55 da Instrução CVM 400, a vedação de colocação disposta no artigo 55 da Instrução CVM 400 não se aplica à instituição financeira contratada para atuar como formador de mercado da Emissão, uma vez que o direito de subscrever e a quantidade máxima de valores mobiliários a ser subscrita estão divulgados na seção "Informações Relativas à Oferta – Contrato de Garantia de Liquidez" na página 76 do Prospecto Definitivo.

Os potenciais investidores devem estar cientes de que a participação de investidores que sejam considerados Pessoas Vinculadas no Procedimento de *Bookbuilding* pode ter promovido má formação na taxa de remuneração final das Debêntures e pode ter um impacto adverso na liquidez das Debêntures no mercado secundário. Para informações adicionais, os potenciais investidores devem ler o fator de risco "*A participação de investidores na Oferta que sejam considerados Pessoas Vinculadas pode ter promovido má formação na taxa de remuneração final das Debêntures, bem como pode ter um impacto adverso na liquidez das Debêntures no mercado secundário*" na seção "Fatores de Risco da Oferta", na página 94 do Prospecto Definitivo.

4.7. Aumento da Oferta

4.7.1. **N**os termos do artigo 24 da Instrução CVM 400, a quantidade de Debêntures inicialmente ofertada, sem considerar as Debêntures Adicionais, foi acrescida em 15% (quinze por cento), ou seja, em 150.000 (cento e cinquenta mil) Debêntures suplementares ("Debêntures Suplementares"), destinadas a atender excesso de demanda constatado no decorrer da Oferta, conforme opção outorgada pela Emissora aos Coordenadores no Contrato de Distribuição e exercida pelos Coordenadores em comum acordo com a Emissora, sendo que 53.333 (cinquenta e três mil, trezentas e trinta e três) Debêntures Suplementares serão Debêntures da Primeira Série, 22.222 (vinte e duas mil, duzentas e vinte e duas) Debêntures Suplementares serão Debêntures da Segunda Série e 74.445 (setenta e quatro mil, quatrocentas e quarenta e cinco) Debêntures Suplementares serão Debêntures da Terceira Série.

4.7.2. Nos termos do parágrafo 2º do artigo 14 da Instrução CVM 400, a Emissora aumentou a quantidade de Debêntures com relação à quantidade inicialmente ofertada, sem considerar as Debêntures Suplementares, em 20% (vinte por

cento), ou seja, em 200.000 (duzentas mil) Debêntures adicionais ("Debêntures Adicionais"), sem a necessidade de novo pedido de registro à CVM, sendo que 71.111 (setenta e uma mil, cento e onze) Debêntures Adicionais serão Debêntures da Primeira Série, 29.630 (vinte e nove mil, seiscentas e trinta) Debêntures Adicionais serão Debêntures da Segunda Série e 99.259 (noventa e nove mil, duzentas e cinquenta e nove) Debêntures Adicionais serão Debêntures da Terceira Série.

4.8. Banco Mandatário e Instituição Escrituradora

O banco mandatário e instituição escrituradora das Debêntures é o Banco Bradesco S.A., instituição financeira com sede na Cidade de Osasco, Estado de São Paulo, na Cidade de Deus, s/nº, CEP 06029-900, bairro Vila Yara, inscrita no CNPJ/MF sob nº 60.746.948/0001-12 ("Banco Mandatário" e "Instituição Escrituradora", sendo que essas definições incluem qualquer outra instituição que venha a suceder o Banco Mandatário e/ou a Instituição Escrituradora na prestação dos serviços previstos neste item).

4.9. Regime de Colocação

Os Coordenadores realizarão a colocação pública das Debêntures sob o regime de melhores esforços de colocação, observados os termos do "Contrato de Coordenação, Colocação e Distribuição Pública, sob Regime de Melhores Esforços de Colocação, de Debêntures Simples, não Conversíveis em Ações, da Espécie Quirografária, em até Três Séries, da Terceira Emissão da Cemig Geração e Transmissão S.A.", celebrado em 25 de janeiro de 2012 entre a Companhia e os Coordenadores ("Contrato de Distribuição").

4.10. Registro para Distribuição e Negociação

As Debêntures foram devidamente registradas para (i) distribuição no mercado primário por meio do SDT – Módulo de Distribuição de Títulos, administrado e operacionalizado pela CETIP, sendo a distribuição liquidada financeiramente por meio da CETIP; e (ii) negociação no mercado secundário por meio (a) do SND - Módulo Nacional de Debêntures ("SND"), administrado e operacionalizado pela CETIP, sendo as negociações liquidadas e as Debêntures custodiadas eletronicamente na CETIP; e (b) do Sistema Bovespa Fix ("Bovespa Fix"), administrado pela BM&FBOVESPA, sendo as negociações liquidadas e as Debêntures custodiadas na BM&FBOVESPA.

4.11. Plano de Distribuição

Observadas as disposições da regulamentação aplicável, os Coordenadores deverão realizar a distribuição pública das Debêntures conforme plano de distribuição adotado em consonância com o disposto no parágrafo 3º do artigo 33 da Instrução CVM 400, de forma a assegurar: (i) que o tratamento conferido aos investidores seja justo e equitativo; (ii) a adequação do investimento ao perfil de risco de seus respectivos clientes; e (iii) que os representantes de venda das instituições participantes do consórcio de distribuição recebam previamente exemplar dos prospectos preliminar e definitivo, com informações mínimas sobre a Emissora e a Oferta, nos termos da Instrução CVM 400 ("Prospecto Preliminar", "Prospecto Definitivo" e conjuntamente "Prospectos"), para leitura obrigatória e que suas dúvidas possam ser esclarecidas por pessoa designada pelos Coordenadores. O plano de distribuição foi fixado nos seguintes termos:

(xii) após o protocolo do pedido de análise prévia da Oferta junto à ANBIMA e antes da concessão do registro da Oferta pela CVM, os Coordenadores disponibilizaram ao público o Prospecto Preliminar, precedido da publicação do Aviso ao Mercado, não havendo, contudo, recebimento pelos Coordenadores de reservas de subscrição de Debêntures. Será realizado o "Road Show" conforme determinado pelos Coordenadores de comum acordo com a Emissora, durante o qual será distribuído o Prospecto Preliminar;

(xiii) após a realização do "Road Show" e conforme determinado pelos Coordenadores de comum acordo com a Emissora, os Coordenadores deram início ao Procedimento de *Bookbuilding*, conforme previsto no item 4.6 acima;

(xiv) encerrado o Procedimento de Bookbuilding, os Coordenadores consolidaram as propostas dos investidores para subscrição das Debêntures, alocando, inclusive, o número de Debêntures em cada série da Emissão;

(xv) uma vez determinada a remuneração final das Debêntures, os documentos relativos à Oferta foram reapresentados à CVM;

(xvi) após a obtenção do registro da Oferta na CVM, será publicado este Anúncio de Início;

(xvii) não foi concedido qualquer tipo de desconto pelos Coordenadores aos investidores interessados em adquirir as Debêntures;

(xviii) não houve preferência para subscrição das Debêntures pelos atuais acionistas da Emissora;

(xix) não existiram reservas antecipadas, nem lotes mínimos ou máximos de subscrição das Debêntures;

(xx) o público alvo da Oferta é composto por investidores residentes, domiciliados ou com sede no Brasil, clubes de investimento, fundos de investimento, carteiras administradas, entidades administradoras de recursos de terceiros registradas na CVM, entidades autorizadas a funcionar pelo BACEN, condomínios destinados à aplicação em carteiras de títulos e valores mobiliários registrados na CVM e/ou na BM&FBOVESPA, fundos de pensão, entidades abertas ou fechadas de previdência complementar e de capitalização e seguradoras, bem como investidores considerados institucionais ou qualificados, nos termos da Instrução CVM nº 409, de 18 de agosto de 2004, conforme alterada, levando-se sempre em conta o perfil de risco dos destinatários da Oferta; e

(xxi) os Coordenadores envidaram seus melhores esforços para que as Debêntures da Segunda Série e/ou Debêntures da Terceira Série sejam subscritas e integralizadas por, no mínimo, 10 (dez) investidores, com participação individual máxima de 20% (vinte por cento) do valor total da respectiva série, já consideradas as Debêntures Suplementares e as Debêntures Adicionais que sejam efetivamente emitidas, em atendimento ao Código ANBIMA de Regulação e Melhores Práticas para o Novo Mercado de Renda Fixa ("Código ANBIMA de Renda Fixa").

Não obstante o disposto no item (x) acima, caso as Debêntures da Segunda Série não sejam subscritas e integralizadas por, no mínimo, 10 (dez) investidores, caso as Debêntures da Terceira Série não sejam subscritas e integralizadas por, no mínimo, 5 (cinco) investidores, e caso a participação individual de qualquer investidor seja superior a 20% (vinte por cento) do valor total da respectiva série, a série da Emissão que não observar tais requisitos deixará de contar com o Selo ANBIMA do Novo Mercado de Renda Fixa.

Para mais informações sobre o plano de distribuição das Debêntures, vide a seção "Informações Relativas à Oferta – Condições do Contrato de Distribuição – Plano de Distribuição" na página 72 do Prospecto Definitivo.

4.12. Cancelamento, Suspensão, Revogação ou Alterações dos Termos e Condições da Oferta

4.12.1. Na hipótese da Oferta ser cancelada, revogada ou suspensa, tal fato deverá ser imediatamente divulgado ao menos pelos mesmos meios utilizados para a divulgação deste Anúncio de Início e do Aviso ao Mercado. Os investidores que já tenham aceitado a Oferta, no caso de sua suspensão, terão o direito de revogar sua aceitação em até 5 (cinco) Dias Úteis contados da respectiva comunicação. Terão direito a restituição integral, sem adição de juros ou correção monetária e com dedução dos valores relativos aos tributos e encargos incidentes, se existentes, do valor dado em contrapartida às Debêntures, no prazo de 5 (cinco) Dias Úteis de sua manifestação, em conformidade com os termos do Contrato de Distribuição e dos Prospectos: (a) todos os investidores que já tenham aceitado a Oferta, na hipótese de seu cancelamento ou revogação; e (b) os investidores que tenham revogado a sua aceitação no prazo acima mencionado, na hipótese de suspensão da Oferta.

4.12.1.1. O disposto no item 4.12.1 acima se aplica, também, conforme o caso, aos investidores que condicionarem sua adesão à distribuição pública das Debêntures quando da assinatura dos respectivos boletins de subscrição, caso essa condição não seja satisfeita quando do encerramento da distribuição pública das Debêntures.

4.12.2. Havendo, a juízo da CVM, alteração substancial, posterior e imprevisível nas circunstâncias de fato existentes quando da apresentação do pedido de registro de distribuição ou que o fundamentem, acarretando aumento relevante dos riscos assumidos pela Emissora e inerentes à própria Oferta, a CVM poderá acolher pleito de modificação ou revogação da Oferta, o qual presumir-se-á deferido caso não haja manifestação da CVM em sentido contrário no prazo de 10 (dez) dias úteis, contado do seu protocolo na CVM. Tendo sido deferida a modificação, a CVM poderá, por sua própria iniciativa ou a requerimento da Emissora, prorrogar o prazo da oferta por até 90 (noventa) dias. É sempre permitida a modificação da Oferta para melhorá-la em favor dos investidores ou para renúncia à condição da Oferta estabelecida pela Emissora, conforme previsto no parágrafo 3º do artigo 25 da Instrução CVM 400.

4.12.3. A eventual modificação dos termos e condições da Emissão e das Debêntures, nos termos do disposto no Contrato de Distribuição, deverá ser divulgada imediatamente ao menos pelos mesmos meios utilizados para a divulgação deste

Anúncio de Início e do Aviso ao Mercado, e os Coordenadores deverão se acautelar e se certificar, no momento do recebimento das aceitações da Oferta, de que o manifestante está ciente de que a Oferta original foi alterada e de que tem conhecimento das novas condições. Nesta hipótese, os investidores que já tiverem aderido à Oferta deverão ser comunicados diretamente a respeito da alteração dos termos e condições das Debêntures, para que confirmem, no prazo de 5 (cinco) Dias Úteis do recebimento da comunicação, o interesse em manter a declaração de aceitação, presumida a manutenção em caso de silêncio. Caso após notificados os investidores decidam revogar sua aceitação da Oferta, deverão ser estes restituídos, sem adição de juros ou correção monetária e com dedução dos valores relativos aos tributos e encargos incidentes, se existentes, do valor dado em contrapartida às Debêntures, no prazo de 5 (cinco) Dias Úteis contados de sua manifestação.

4.12.4. No caso de restituição de valores nos termos acima descritos, os investidores deverão fornecer um recibo de quitação aos Coordenadores referente aos valores restituídos.

4.13. Público Alvo

4.13.1. O público alvo da Oferta é composto por investidores residentes, domiciliados ou com sede no Brasil, clubes de investimento, fundos de investimento, carteiras administradas, entidades administradoras de recursos de terceiros registradas na CVM, entidades autorizadas a funcionar pelo BACEN, condomínios destinados à aplicação em carteiras de títulos e valores mobiliários registrados na CVM e/ou na BM&FBOVESPA, fundos de pensão, entidades abertas ou fechadas de previdência complementar e de capitalização e seguradoras, bem como investidores considerados institucionais ou qualificados, nos termos da Instrução CVM nº 409, de 18 de agosto de 2004, conforme alterada, levando-se sempre em conta o perfil de risco dos destinatários da Oferta.

5. CARACTERÍSTICAS DAS DEBÊNTURES

5.1. Data de Emissão

Para todos os fins e efeitos, a data de emissão das Debêntures será o dia 15 de fevereiro de 2012 ("Data de Emissão").

5.2. Conversibilidade

As Debêntures serão simples, ou seja, não conversíveis em ações.

5.3. Espécie

As Debêntures serão da espécie quirografária.

5.4. Tipo e Forma

As Debêntures serão nominativas e escriturais, sem a emissão de cautelas ou certificados.

5.5. Valor Nominal Unitário

O valor nominal unitário das Debêntures será de R$ 1.000,00 (mil reais), na Data de Emissão ("Valor Nominal Unitário").

5.6. Prazo e Data de Vencimento

As Debêntures da Primeira Série terão prazo de vencimento de 5 (cinco) anos a contar da Data de Emissão, com vencimento em 15 de fevereiro de 2017 ("Data de Vencimento da Primeira Série"). As Debêntures da Segunda Série terão prazo de vencimento de 7 (sete) anos a contar da Data de Emissão, com vencimento em 15 de fevereiro de 2019 ("Data de Vencimento da Segunda Série"). As Debêntures da Terceira Série terão prazo de vencimento de 10 (dez) anos a contar da Data de Emissão, com vencimento final em 15 de fevereiro de 2022 ("Data de Vencimento da Terceira Série"). Na Data de Vencimento da Primeira Série, na Data de Vencimento da Segunda Série e na Data de Vencimento da Terceira Série, a Emissora se obriga a proceder à liquidação das Debêntures da Primeira Série, das Debêntures da Segunda Série e das Debêntures da Terceira Série, respectivamente, que ainda estiverem em circulação, com o seu consequente cancelamento. A liquidação das Debêntures aqui referida será realizada pela Emissora da seguinte forma: (i) as Debêntures da Primeira Série serão liquidadas pelo seu Valor Nominal Unitário, acrescido dos Juros Remuneratórios da Primeira Série; (ii) as Debêntures da Segunda Série serão liquidadas

pelo seu Saldo do Valor Nominal Unitário acrescido da Remuneração da Segunda Série; e (iii) as Debêntures da Terceira Série serão liquidadas pelo seu Saldo do Valor Nominal Unitário, acrescido da Remuneração da Terceira Série.

5.7. Remuneração das Debêntures da Primeira Série

As Debêntures da Primeira Série serão remuneradas de acordo com o disposto a seguir.

5.7.1. *Atualização Monetária:* O Valor Nominal Unitário das Debêntures da Primeira Série não será atualizado.

5.7.2. *Juros Remuneratórios:* Sobre o Valor Nominal Unitário das Debêntures da Primeira Série incidirão juros remuneratórios correspondentes a 100% (cem por cento) da variação acumulada das taxas médias diárias dos DI – Depósitos Interfinanceiros de um dia, *over* extragrupo, na forma percentual ao ano, base 252 (duzentos e cinquenta e dois) Dias Úteis, calculadas e divulgadas diariamente pela CETIP, no informativo diário disponível em sua página na Internet (http://www.cetip.com.br) ("Taxa DI *Over*"), capitalizada de um *spread* ou sobretaxa de 0,90% (noventa centésimos por cento) ao ano, base 252 (duzentos e cinquenta e dois) Dias Úteis ("Juros Remuneratórios da Primeira Série"), conforme definido no Procedimento de *Bookbuilding*. Os Juros Remuneratórios da Primeira Série serão calculados em regime de capitalização composta de forma *pro rata temporis* por Dias Úteis decorridos, desde a Data de Emissão (ou a Data de Pagamento dos Juros Remuneratórios da Primeira Série imediatamente anterior, conforme o caso) até a data de seu efetivo pagamento, e deverão ser pagos em cada Data de Pagamento dos Juros Remuneratórios da Primeira Série (ou na data da liquidação antecipada resultante (i) do vencimento antecipado das Debêntures da Primeira Série em razão da ocorrência de um dos Eventos de Inadimplemento, ou (ii) do resgate antecipado das Debêntures da Primeira Série em razão da indisponibilidade da Taxa DI *Over*, nos termos do item 4.2.2.7 da Escritura de Emissão). Os Juros Remuneratórios da Primeira Série serão calculados com base na fórmula constante do item 4.2.2.3 da Escritura de Emissão.

5.8. Remuneração das Debêntures da Segunda Série e das Debêntures da Terceira Série

As Debêntures da Segunda Série e as Debêntures da Terceira Série serão remuneradas de acordo com o disposto a seguir.

5.8.1. *Atualização Monetária:* O Valor Nominal Unitário (ou o Saldo do Valor Nominal Unitário, conforme aplicável) das Debêntures da Segunda Série e o Valor Nominal Unitário (ou o Saldo do Valor Nominal Unitário, conforme aplicável) das Debêntures da Terceira Série serão atualizados pela variação acumulada do Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo ("IPCA"), apurado e divulgado pelo Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística ("IBGE"), desde a Data de Emissão (ou desde a Data de Amortização da Segunda Série ou a Data de Amortização da Terceira Série, conforme o caso, imediatamente anterior) até a data de seu efetivo pagamento ("Atualização Monetária"), sendo o produto da Atualização Monetária automaticamente incorporado ao Valor Nominal Unitário (ou ao Saldo do Valor Nominal Unitário, conforme aplicável) das Debêntures da Segunda Série ou ao Valor Nominal Unitário (ou o Saldo do Valor Nominal Unitário, conforme aplicável) das Debêntures da Terceira Série, conforme o caso. A Atualização Monetária para as Debêntures da Segunda Série e a Atualização Monetária para as Debêntures da Terceira Série serão pagas, juntamente com o Valor Nominal Unitário, na periodicidade prevista nos itens 5.9.2. e 5.9.3 abaixo (ou na data da liquidação antecipada resultante (i) do vencimento antecipado das Debêntures da Segunda Série ou das Debêntures da Terceira Série, conforme o caso, em razão da ocorrência de um dos Eventos de Inadimplemento, (ii) do resgate antecipado em razão da ocorrência de um dos Eventos de Resgate Obrigatório, para as Debêntures da Segunda Série ou para as Debêntures da Terceira Série, conforme o caso, cujos titulares venham a solicitar o Resgate Antecipado Obrigatório, ou (iii) do resgate antecipado das Debêntures da Segunda Série ou das Debêntures da Terceira Série, conforme o caso, em razão da indisponibilidade do IPCA, nos termos do item 4.3.1.5 da Escritura de Emissão). A Atualização Monetária para as Debêntures da Segunda Série e para as Debêntures da Terceira Série será calculada conforme a fórmula constante do item 4.3.1.2 da Escritura de Emissão.

5.8.2. *Juros Remuneratórios da Segunda Série:* Sobre o Valor Nominal Unitário das Debêntures da Segunda Série (ou sobre o Saldo do Valor Nominal Unitário das Debêntures da Segunda Série, conforme o caso), atualizado pela Atualização Monetária, incidirão juros remuneratórios correspondentes a 6,00% (seis por cento) ao ano, base 252 (duzentos e cinquenta e dois) Dias Úteis, conforme definido no Procedimento de *Bookbuilding* ("Juros Remuneratórios da Segunda Série" e, em conjunto com a Atualização Monetária, "Remuneração da Segunda Série"). Os Juros Remuneratórios da Segunda Série serão calculados em regime de capitalização composta de forma *pro rata temporis* por Dias Úteis decorridos, desde a Data de Emissão (ou desde a Data de Pagamento dos Juros Remuneratórios da Segunda Série imediatamente anterior, conforme o caso) até a data de seu efetivo pagamento, e deverão ser pagos em cada Data de Pagamento dos Juros Remuneratórios da Segunda Série (ou na data da liquidação antecipada resultante (i) do vencimento antecipado das Debêntures da Segunda Série em razão da ocorrência de um dos

Eventos de Inadimplemento, (ii) do resgate antecipado em razão da ocorrência de um dos Eventos de Resgate Obrigatório, para as Debêntures da Segunda Série cujos titulares solicitem o Resgate Antecipado Obrigatório, ou (iii) do resgate antecipado das Debêntures da Segunda Série, em razão da indisponibilidade do IPCA, nos termos do item 4.3.1.5 da Escritura de Emissão). Os Juros Remuneratórios da Segunda Série serão calculados com base na fórmula constante do item 4.3.4 da Escritura de Emissão.

5.8.3. *Juros Remuneratórios da Terceira Série:* Sobre o Valor Nominal Unitário das Debêntures da Terceira Série (ou sobre o Saldo do Valor Nominal Unitário das Debêntures da Terceira Série, conforme o caso), atualizado pela Atualização Monetária, incidirão juros remuneratórios correspondentes a 6,20% (seis inteiros e vinte centésimos por cento) ao ano, base 252 (duzentos e cinquenta e dois) Dias Úteis, conforme definido no Procedimento de *Bookbuilding* ("Juros Remuneratórios da Terceira Série" e, em conjunto com a Atualização Monetária, "Remuneração da Terceira Série"). Os Juros Remuneratórios da Terceira Série serão calculados em regime de capitalização composta de forma *pro rata temporis* por Dias Úteis decorridos, desde a Data de Emissão (ou desde a Data de Pagamento dos Juros Remuneratórios da Terceira Série imediatamente anterior, conforme o caso) até a data de seu efetivo pagamento, e deverão ser pagos em cada Data de Pagamento dos Juros Remuneratórios da Terceira Série (ou na data da liquidação antecipada resultante (i) do vencimento antecipado das Debêntures da Terceira Série em razão da ocorrência de um dos Eventos de Inadimplemento, (ii) do resgate antecipado em razão da ocorrência de um dos Eventos de Resgate Obrigatório, para as Debêntures da Terceira Série cujos titulares solicitem o Resgate Antecipado Obrigatório, ou (iii) do resgate antecipado das Debêntures da Terceira Série, em razão da indisponibilidade do IPCA, nos termos do item 4.3.1.5 da Escritura de Emissão). Os Juros Remuneratórios da Terceira Série serão calculados com base na fórmula constante do item 4.3.4 da Escritura de Emissão.

5.9. Amortização do Valor Nominal Unitário

5.9.1. O Valor Nominal Unitário das Debêntures da Primeira Série será integralmente pago em uma única parcela, na Data de Vencimento da Primeira Série.

5.9.2. O Valor Nominal Unitário das Debêntures da Segunda Série será amortizado em 2 (duas) parcelas anuais, iguais e consecutivas, devidamente atualizadas pela Atualização Monetária, a partir do 6º (sexto) ano contado da Data de Emissão, conforme tabela a seguir (cada uma dessas datas, uma "Data de Amortização da Segunda Série"):

Datas da Amortização	**Definição da Fração do Valor Nominal Unitário a ser Amortizado(*)**
15 de fevereiro de 2018	50,00%
15 de fevereiro de 2019	50,00%

(*) O Valor Nominal Unitário aqui apresentado é referenciado à Data de Emissão e deverá ser atualizado monetariamente nos termos da Escritura de Emissão.

5.9.3. O Valor Nominal Unitário das Debêntures da Terceira Série será amortizado em 3 (três) parcelas anuais e consecutivas, devidamente atualizadas pela Atualização Monetária, a partir do 8º (oitavo) ano contado da Data de Emissão, conforme tabela a seguir (cada uma dessas datas, uma "Data de Amortização da Terceira Série"):

Datas da Amortização	**Definição da Fração do Valor Nominal Unitário a ser Amortizado(*)**
15 de fevereiro de 2020	33,00%
15 de fevereiro de 2021	33,00%
15 de fevereiro de 2022	34,00%

(*) O Valor Nominal Unitário aqui apresentado é referenciado à Data de Emissão e deverá ser atualizado monetariamente nos termos da Escritura de Emissão.

5.10. Periodicidade de Pagamento dos Juros Remuneratórios

5.10.1. Os Juros Remuneratórios da Primeira Série serão pagos anualmente, a partir da Data de Emissão, sempre no dia 15 do mês de fevereiro de cada ano, sendo o primeiro pagamento devido em 15 de fevereiro de 2013 e o último pagamento na Data de Vencimento da Primeira Série (cada uma dessas datas, uma "Data de Pagamento dos Juros Remuneratórios da Primeira Série").

5.10.2. Os Juros Remuneratórios da Segunda Série serão pagos anualmente, a partir da Data de Emissão, sempre no dia 15 do mês de fevereiro de cada ano, sendo o primeiro pagamento devido em 15 de fevereiro de 2013 e o último pagamento na Data de Vencimento da Segunda Série (cada uma dessas datas, uma "Data de Pagamento dos Juros Remuneratórios da Segunda Série").

5.10.3. Os Juros Remuneratórios da Terceira Série serão pagos anualmente, a partir da Data de Emissão, sempre no dia 15 do mês de fevereiro de cada ano, sendo o primeiro pagamento devido em 15 de fevereiro de 2013 e o último pagamento na Data de Vencimento da Terceira Série (cada uma dessas datas, uma "Data de Pagamento dos Juros Remuneratórios da Terceira Série").

5.11. Local de Pagamento

Os pagamentos a que fizerem jus as Debêntures serão efetuados pela Emissora no respectivo vencimento, conforme datas previstas na Escritura de Emissão, utilizando-se, conforme o caso: (i) os procedimentos adotados pela CETIP, para as Debêntures custodiadas eletronicamente na CETIP; (ii) os procedimentos adotados pela BM&FBOVESPA, para as Debêntures custodiadas na BM&FBOVESPA; e/ou (iii) os procedimentos adotados pela Instituição Escrituradora, para as Debêntures que não estejam vinculadas à CETIP ou à BM&FBOVESPA ("Local de Pagamento").

5.12. Prorrogação dos Prazos

Considerar-se-ão prorrogados os prazos referentes ao pagamento de qualquer obrigação decorrente da Escritura de Emissão por quaisquer das Partes, até o 1º (primeiro) Dia Útil subsequente, se a data do vencimento coincidir com dia em que não haja expediente comercial ou bancário no Local de Pagamento, sem qualquer acréscimo aos valores a serem pagos, ressalvados os casos cujos pagamentos devam ser realizados pela CETIP ou pela BM&FBOVESPA, hipótese em que somente haverá prorrogação quando a data de pagamento coincidir com feriado nacional, sábado ou domingo.

5.13. Encargos Moratórios

Sem prejuízo do disposto no item 5.26 abaixo, caso a Emissora deixe de efetuar quaisquer pagamentos de quaisquer quantias devidas aos Debenturistas nas datas em que são devidos, tais pagamentos devidos e não pagos continuarão sujeitos à eventual remuneração incidente sobre os mesmos e ficarão sujeitos, ainda, a: (i) multa moratória convencional, irredutível e de natureza não compensatória, de 2% (dois por cento) sobre o valor devido e não pago; e (ii) juros de mora não compensatórios calculados à taxa de 1% (um por cento) ao mês; ambos calculados sobre o montante devido e não pago. Os encargos moratórios ora estabelecidos incidirão desde o efetivo descumprimento da obrigação respectiva até a data do seu efetivo pagamento, independentemente de aviso, notificação ou interpelação judicial ou extrajudicial.

5.14. Decadência dos Direitos aos Acréscimos

O não comparecimento do Debenturista para receber o valor correspondente a quaisquer das obrigações pecuniárias devidas pela Emissora, nas datas previstas na Escritura de Emissão, ou em comunicado publicado pela Emissora, não lhe dará direito ao recebimento de qualquer remuneração adicional e/ou encargos moratórios no período relativo ao atraso no recebimento, sendo-lhe, todavia, assegurados os direitos adquiridos até a data do respectivo vencimento.

5.15. Preço de Subscrição

5.15.1. As Debêntures da Primeira Série serão subscritas e integralizadas, no mercado primário, pelo seu Valor Nominal Unitário, acrescido dos Juros Remuneratórios da Primeira Série, calculados *pro rata temporis* desde a Data de Emissão até a Data de Integralização, de acordo com o disposto no item 5.7 acima, considerando-se 2 (duas) casas decimais, sem arredondamento ("Preço de Subscrição da Primeira Série").

5.15.2. As Debêntures da Segunda Série serão subscritas e integralizadas, no mercado primário, pelo seu Valor Nominal Unitário, acrescido da Remuneração da Segunda Série, calculada *pro rata temporis* desde a Data de Emissão até a Data de

Integralização, de acordo com o disposto no item 5.8 acima, considerando-se 2 (duas) casas decimais, sem arredondamento ("Preço de Subscrição da Segunda Série").

5.15.3. As Debêntures da Terceira Série serão subscritas e integralizadas, no mercado primário, pelo seu Valor Nominal Unitário, acrescido da Remuneração da Terceira Série, calculada *pro rata temporis* desde a Data de Emissão até a Data de Integralização, de acordo com o disposto no item 5.8 acima, considerando-se 2 (duas) casas decimais, sem arredondamento ("Preço de Subscrição da Terceira Série").

5.15.4. Caso, até a data de subscrição e integralização das Debêntures da Segunda Série e das Debêntures da Terceira Série não haja divulgação do IPCA do mês imediatamente anterior, será utilizado para cálculo do Valor Nominal Unitário atualizado das Debêntures da Segunda Série e do Valor Nominal Unitário atualizado das Debêntures da Terceira Série a última projeção de IPCA, conforme acordado pelo Comitê de Acompanhamento Macroeconômico da ANBIMA ou, na falta dessa projeção da ANBIMA, o último IPCA oficialmente divulgado, não sendo devidas quaisquer compensações financeiras entre a Emissora e os Debenturistas se e quando o IPCA que seria aplicável for divulgado.

5.16. Prazo e Forma de Subscrição e Integralização

As Debêntures poderão ser subscritas a qualquer tempo, dentro do prazo de até 30 (trinta) Dias Úteis contados da data de publicação deste Anúncio de Início, com integralização à vista, no ato da subscrição ("Data de Integralização") e em moeda corrente nacional, pelo Preço de Subscrição da Primeira Série, pelo Preço de Subscrição da Segunda Série ou pelo Preço de Subscrição da Terceira Série, conforme o caso, de acordo com as normas de liquidação e procedimentos aplicáveis da CETIP.

5.17. Repactuação

As Debêntures não estarão sujeitas à repactuação.

5.18. Publicidade

Todos os atos e decisões a serem tomados decorrentes desta Emissão que, de qualquer forma, vierem a envolver interesses dos Debenturistas, deverão ser obrigatoriamente comunicados na forma de avisos ("Avisos aos Debenturistas"), e publicados no Diário Oficial do Estado de Minas Gerais e no jornal "O Tempo", sendo que o aviso ao mercado nos termos do artigo 53 da Instrução CVM 400, o Anúncio de Início, o Anúncio de Encerramento e eventuais convocações aos Debenturistas também serão publicados no jornal "Valor Econômico – Edição Nacional", bem como divulgados na página da Emissora na rede mundial de computadores – Internet (http://ri.cemig.com.br/static/ptb/cemig_geracao_transmissao.asp).

5.19. Certificados de Debêntures

A Emissora não emitirá certificados de Debêntures. Para todos os fins de direito, a titularidade das Debêntures será comprovada pelo extrato emitido pela Instituição Escrituradora. Adicionalmente, será reconhecido como comprovante de titularidade das Debêntures, o extrato, em nome do Debenturista, emitido pela CETIP para as Debêntures custodiadas eletronicamente no SND. Para as Debêntures custodiadas na BM&FBOVESPA, será emitido, pela BM&FBOVESPA, extrato de custódia em nome do Debenturista, que igualmente será reconhecido como comprovante de titularidade.

5.20. Liquidez e Estabilização

Será assegurada a liquidez das Debêntures, mediante a contratação de instituição(ões) financeira(s) para atuar como formador(es) de mercado da Emissão, garantindo *spread* entre o preço de compra e o de venda das Debêntures, que não deverá ser superior a 0,30% (trinta centésimos por cento) ao ano, por um prazo de, pelo menos, 12 (doze) meses, em atendimento ao Código ANBIMA de Renda Fixa.

A(s) instituição(ões) financeira(s) que venham a ser contratadas para atuar como formador(es) de mercado da Emissão terão seu direito de subscrição limitado à quantidade máxima de 1.000 (mil) Debêntures para cada série da Emissão, sendo que respectiva(s) instituição(ões) financeira(s) deverá(ão) adquirir as Debêntures de qualquer das séries da Emissão observadas as taxas finais de remuneração das Debêntures estabelecidas durante o Procedimento de *Bookbuilding*.

5.21. Imunidade de Debenturistas

Caso qualquer Debenturista goze de algum tipo de imunidade ou isenção tributária, este deverá encaminhar ao Banco Mandatário e à Emissora, no prazo mínimo de 10 (dez) Dias Úteis de antecedência em relação à data prevista para recebimento de valores relativos às Debêntures, documentação comprobatória dessa imunidade ou isenção tributária, sendo certo que, caso o Debenturista não envie referida documentação, a Emissora fará as retenções dos tributos previstos em lei.

5.22. Fundo de Amortização

Não será constituído fundo de amortização para a presente Emissão.

5.23. Direito de Preferência

Não haverá direito de preferência para subscrição das Debêntures pelos atuais acionistas da Emissora.

5.24. Classificação de Risco

Foi contratada como agência de classificação de risco da Oferta a Moody's América Latina, que atribuiu *rating* "Aa1.br" às Debêntures.

5.25. Resgate Antecipado Facultativo Total ou Parcial, Resgate Antecipado Obrigatório ou Parcial e Aquisição Facultativa

5.25.1. Não haverá resgate antecipado facultativo (total ou parcial) das Debêntures, não podendo, portanto, a Emissora recomprar a seu critério as Debêntures de qualquer das Séries durante toda a sua vigência.

5.25.2.Caso, a qualquer momento durante a vigência das Debêntures, ocorra qualquer Evento de Resgate Obrigatório, os Debenturistas da Segunda Série e/ou os Debenturistas da Terceira Série que assim desejarem poderão solicitar à Emissora o resgate antecipado das Debêntures da Segunda Série e/ou das Debêntures da Terceira Série em Circulação de sua titularidade, conforme o caso, mediante comunicação escrita nesse sentido ("Solicitação de Resgate Antecipado") a ser enviada à Emissora em até 15 (quinze) dias contados da divulgação do Aviso aos Debenturistas acerca da ocorrência do Evento de Resgate Obrigatório, ficando a Emissora obrigada a efetuar o resgate de tais Debêntures da Segunda Série e/ou as Debêntures da Terceira Série em até 15 (quinze) dias contados do recebimento da respectiva Solicitação de Resgate Antecipado, mediante o pagamento do Valor Nominal Unitário (ou do Saldo do Valor Nominal Unitário, conforme o caso) das Debêntures da Segunda Série e/ou das Debêntures da Terceira Série a serem resgatadas acrescido da Remuneração da Segunda Série ou da Remuneração da Terceira Série, conforme aplicável ("Resgate Antecipado Obrigatório"), nos termos do item 6.2 da Escritura de Emissão.

5.25.3. A Emissora poderá, após 2 (dois) anos contados da Data de Emissão, a seu exclusivo critério, observado o disposto no parágrafo 3º do artigo 55 da Lei das Sociedades por Ações, adquirir Debêntures em Circulação, as quais poderão ser canceladas, permanecer na tesouraria da Emissora ou ser novamente colocadas no mercado, conforme as regras expedidas pela CVM, devendo tal fato constar do relatório da administração e das demonstrações financeiras da Emissora. As Debêntures adquiridas pela Emissora para permanência em tesouraria nos termos deste item 5.25.3, se e quando recolocadas no mercado, farão jus à mesma remuneração das demais Debêntures em Circulação de sua mesma série da Emissão.

5.26. Vencimento Antecipado

5.26.1. São considerados eventos de inadimplemento, acarretando o vencimento antecipado das Debêntures e, sujeito ao disposto nos itens 5.26.2 e 5.26.3 abaixo, a imediata exigibilidade do pagamento, pela Emissora, do Valor Nominal Unitário (ou do Saldo do Valor Nominal Unitário) de cada Debênture, devidamente atualizado (conforme aplicável), acrescido dos Juros Remuneratórios da Primeira Série, da Remuneração da Segunda Série e/ou da Remuneração da Terceira Série (conforme o caso), calculados *pro rata temporis* conforme previsto nos itens 5.7 e 5.8 acima, além dos demais encargos devidos nos termos da Escritura de Emissão, independentemente de aviso, notificação ou interpelação judicial ou extrajudicial, qualquer um dos seguintes eventos (cada um deles, um "Evento de Inadimplemento"):

(x) decretação de falência, ou dissolução e/ou liquidação da Emissora e/ou da Garantidora, ou pedido de recuperação judicial ou extrajudicial ou falência formulado pela Emissora e/ou pela Garantidora, ou ainda, qualquer evento análogo que caracterize estado de insolvência da Emissora e/ou da Garantidora, nos termos da legislação aplicável;

(xi) falta de cumprimento pela Emissora e/ou pela Garantidora de qualquer obrigação pecuniária relacionada às

Debêntures;

(xii) vencimento antecipado de qualquer obrigação pecuniária da Emissora e/ou da Garantidora decorrente de inadimplemento em obrigação de pagar qualquer valor individual ou agregado superior a R$ 50.000.000,00 (cinquenta milhões de reais) ou seu equivalente em outras moedas, em razão de inadimplência contratual ou não;

(xiii) término, por qualquer motivo, de quaisquer dos contratos de concessão dos quais a Emissora e/ou a Garantidora sejam parte, e que representem, separadamente ou em conjunto, um valor superior ao equivalente a 30% (trinta por cento) da receita operacional líquida da Emissora e/ou da Garantidora, conforme o caso, constante de suas últimas demonstrações financeiras consolidadas à época;

(xiv) protesto legítimo de títulos contra a Emissora e/ou contra a Garantidora, cujo valor global ultrapasse R$ 50.000.000,00 (cinquenta milhões de reais) ou seu equivalente em outras moedas, salvo se o protesto tiver sido efetuado por erro ou má-fé de terceiro, desde que validamente comprovado pela Emissora e/ou pela Garantidora, conforme o caso, bem como se for suspenso, cancelado ou ainda se forem prestadas garantias em juízo, em qualquer hipótese, no prazo máximo de 30 (trinta) dias contados da data em que for recebido aviso escrito enviado pelo Agente Fiduciário à Emissora;

(xv) falta de cumprimento pela Emissora e/ou pela Garantidora, conforme o caso, de qualquer obrigação não pecuniária prevista na Escritura de Emissão, não sanada em 30 (trinta) dias, contados da data em que for recebido aviso escrito enviado pelo Agente Fiduciário à Emissora;

(xvi) se a Emissora e/ou a Garantidora, conforme o caso, deixar de pagar, na data de vencimento, ou não tomar as medidas legais e/ou judiciais requeridas para o não pagamento, de qualquer dívida ou qualquer outra obrigação pagável pela Emissora e/ou pela Garantidora, conforme o caso, segundo qualquer acordo ou contrato da qual seja parte como mutuária ou garantidora, envolvendo quantia igual ou superior a R$ 50.000.000,00 (cinquenta milhões de reais) ou seu equivalente em outras moedas;

(xvii) privatização, fusão, liquidação, dissolução, extinção, cisão e/ou qualquer outra forma de reorganização societária que implique redução do capital social da Emissora e/ou da Garantidora, salvo se: (i) por determinação legal ou regulatória; (ii) vinculada à eventual transferência da participação acionária da Emissora na Transmissora Aliança de Energia Elétrica S.A. – TAESA para a Garantidora; (iii) relacionada a operação de *swap* de ativos (otimização societária); ou (iv) não provocar a alteração do *rating* da emissão para uma nota inferior a “Aa3.br” fornecida pela Moody’s América Latina ou classificação equivalente emitida por outra agência de classificação de risco a ser contratada pela Emissora; e/ou

(xviii) transformação do tipo societário da Emissora em sociedade limitada

5.26.1.1. Para fins do disposto no subitem (viii) acima, entende-se por privatização a hipótese na qual: (i) a Garantidora, atual controladora direta da Emissora, deixe de deter, direta ou indiretamente, o equivalente a, pelo menos, 50% (cinquenta por cento) mais uma ação do total das ações representativas do capital votante da Emissora; e/ou (ii) o Governo do Estado de Minas Gerais, atual controlador da Garantidora, deixe de deter, direta ou indiretamente, o equivalente a, pelo menos, 50% (cinquenta por cento) mais uma ação do total das ações representativas do capital votante da Garantidora.

5.26.2. Ocorrendo quaisquer dos Eventos de Inadimplemento previstos nos subitens (i), (ii) e (iii) do item 5.26.1 acima, as Debêntures tornar-se-ão automaticamente vencidas, aplicando-se o disposto no item 5.26.5 abaixo, independentemente de aviso ou notificação, judicial ou extrajudicial, devendo o Agente Fiduciário, no entanto, enviar imediatamente à Emissora comunicação escrita informando a ciência de tal acontecimento.

5.26.3. Na ocorrência de quaisquer dos demais Eventos de Inadimplemento que não sejam aqueles previstos no item 5.26.2. acima, o Agente Fiduciário deverá convocar, dentro de 48 (quarenta e oito) horas da data em que tomar conhecimento da ocorrência de qualquer dos referidos eventos, Assembleia Geral de Debenturistas para cada série da Emissão, visando a deliberar acerca da não declaração de vencimento antecipado das Debêntures, observado o procedimento de convocação previsto na Cláusula X da Escritura de Emissão e o quorum específico estabelecido no subitem 5.26.3.2 abaixo. A Assembleia Geral de Debenturistas aqui prevista poderá também ser convocada pela Emissora, na forma do item 10.1 da Escritura de Emissão.

5.26.3.1. O Agente Fiduciário deverá enviar imediatamente à Emissora comunicação escrita informando acerca das deliberações tomadas na Assembleia Geral de Debenturistas referida no item 5.26.3 acima.

5.26.3.2. Se, nas Assembleias Gerais de Debenturistas referidas no item 5.26.3 acima, os Debenturistas detentores de, no mínimo, 2/3 (dois terços) das Debêntures da Primeira Série em Circulação, os Debenturistas da Segunda Série detentores de, no mínimo, 2/3 (dois terços) das Debêntures da Segunda Série em Circulação e/ou os Debenturistas da Terceira Série detentores de, no mínimo, 2/3 (dois terços) das Debêntures da Terceira Série em Circulação, conforme aplicável, determinarem que o Agente Fiduciário não declare o vencimento antecipado das Debêntures da Primeira Série, das Debêntures da Segunda Série e/ou das Debêntures da Terceira Série, conforme o caso, o Agente Fiduciário não declarará o vencimento antecipado de tais Debêntures.

5.26.4. Adicionalmente ao disposto nos itens 5.26.3 e 5.26.3.2 acima, na hipótese de não instalação da Assembleia Geral de Debenturistas de qualquer série da Emissão, por falta de quorum, o Agente Fiduciário deverá declarar antecipadamente vencidas todas as obrigações decorrentes das Debêntures daquela série da Emissão, devendo enviar imediatamente à Emissora comunicação escrita informando tal acontecimento, aplicando-se o disposto no item 5.26.5 abaixo.

5.26.5. Observado o disposto acima e nos demais documentos da Emissão, em caso de vencimento antecipado das Debêntures da Primeira Série, das Debêntures da Segunda Série e/ou das Debêntures da Terceira Série, conforme o caso, a Emissora e/ou a Garantidora obriga(m)-se a resgatar a totalidade das Debêntures da Primeira Série, das Debêntures da Segunda Série e/ou das Debêntures da Terceira Série (conforme aplicável), com o seu consequente cancelamento, obrigando-se aos pagamentos previstos no item 5.26.1 acima, além dos demais encargos devidos nos termos da Escritura de Emissão, em até 3 (três) Dias Úteis contados do recebimento, pela Emissora, da comunicação escrita referida nos itens 5.26.2, 5.26.3 e 5.26.3.1 deste Anúncio de Início.

5.26.5. Para fins de verificação do cumprimento das obrigações constantes da Cláusula VII da Escritura de Emissão, todos os valores de referência em Reais (R$) dela constantes deverão ser corrigidos pela variação do IGP-M, ou na sua falta ou impossibilidade de aplicação, pelo índice oficial que vier a substituí-lo, a partir da data de assinatura da Escritura de Emissão.

5.26.6.Os Debenturistas, ao subscreverem ou adquirirem as Debêntures de quaisquer das séries, renunciam expressamente ao direito previsto no parágrafo 3º do artigo 174 da Lei das Sociedades por Ações, não sendo portanto necessária a prévia aprovação dos Debenturistas reunidos em Assembleia Geral, na forma da Cláusula X da Escritura de Emissão, no caso de ocorrência de eventual redução do capital social da Emissora para transferência da participação acionária da Emissora na TAESA para a Garantidora.

6. INADEQUAÇÃO DA OFERTA

O investimento nas Debêntures não é adequado a investidores que (i) não tenham profundo conhecimento dos riscos envolvidos na operação ou que não tenham acesso à consultoria especializada; (ii) necessitem de liquidez com relação às Debêntures a serem adquiridas, tendo em vista que a negociação de debêntures no mercado secundário brasileiro é restrita; e/ou (iii) não estejam dispostos a correr o risco de crédito de empresa do setor público e/ou do setor de energia. Os investidores devem ler as seções relativas a "Fatores de Risco" do Prospecto Definitivo e do Formulário de Referência a ele incorporado por referência, antes de aceitar a Oferta.

7. CRONOGRAMA INDICATIVO DA OFERTA

Segue abaixo um cronograma indicativo dos principais eventos da Oferta a partir da publicação deste Anúncio de Início e da disponibilização do Prospecto Definitivo nesta data:

Ordem dos Eventos	Eventos	Data prevista (1)
1.	**Data de Início da Oferta**	13/03/2012
2.	**Data de Liquidação Financeira da Oferta**	19/03/2012
3.	**Data de Publicação do Anúncio de Encerramento da Oferta**	21/03/2012

(1) Todas as datas previstas são meramente indicativas e estão sujeitas a alterações, suspensões, antecipações ou prorrogações a critério do Coordenador Líder.

8. AGENTE FIDUCIÁRIO

O Agente Fiduciário da Oferta é a Pentágono S.A Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários, instituição financeira, com sede na Cidade do Rio de Janeiro, Estado do Rio de Janeiro, na Avenida das Américas, 4.200, sala 514, bloco 4, CEP 22640-102, inscrita no CNPJ/MF sob o n. 17.343.682/0001-38, *website:* www.pentagonotrustee.com.br, telefone: (21) 3385-4565, e-mail da área responsável: backoffice@pentagonotrustee.com.br c/c: juridico@pentagonotrustee.com.br.

O Agente Fiduciário da Emissão também atua, nesta data, como agente fiduciário das seguintes emissões de debêntures de sociedades integrantes do mesmo grupo econômico da Emissora:

- 1ª emissão de 60.000 (sessenta mil) debêntures simples, não conversíveis em ações, da espécie quirografária, para distribuição pública, em duas séries, da TAESA, sendo 34.500 (trinta e quatro mil e quinhentas) debêntures da 1ª série e 25.500 (vinte e cinco mil e quinhentas) debêntures da 2ª série, todas com vencimento em 15 de julho de 2015 e totalizando o montante de R$ 600.000.000,00 (seiscentos milhões de reais). As debêntures da 1ª emissão da TAESA não contam com qualquer garantia. Até a presente data, não ocorreram quaisquer eventos de resgate, amortização, conversão, repactuação ou inadimplemento de tais debêntures;

- 2ª emissão de 425 (quatrocentas e vinte e cinco) debêntures simples, não conversíveis em ações, da espécie quirografária, para distribuição pública, com esforços restritos de colocação, em série única, da Light Energia, com vencimento em 19 de agosto de 2019 e totalizando o montante de R$ 425.000.000,00 (quatrocentos e vinte e cinco milhões de reais). As debêntures da 2ª emissão da Light Energia contam com garantia fidejussória da Light S.A. Até a presente data, não ocorreram quaisquer eventos de resgate, amortização, conversão, repactuação ou inadimplemento de tais debêntures; e

- 1ª emissão de 1.500.000 (um milhão e quinhentas mil) debêntures simples, não conversíveis em ações, da espécie subordinada, para distribuição privada, em seis séries, da Madeira Energia, sendo 259.455 (duzentas e cinquenta e nove mil, quatrocentas e cinquenta e cinco) debêntures da 1ª série, 259.454 (duzentas e cinquenta e nove mil, quatrocentas e cinquenta e quatro) debêntures da 2ª série, 231.091 (duzentas e trinta e um mil, noventa e uma) debêntures da 3ª série, 231.091 (duzentas e trinta e um mil, noventa e uma) debêntures da 4ª série, 259.455 (duzentas e cinquenta e nove mil, quatrocentas e cinquenta e cinco) debêntures da 5ª série e 259.454 (duzentas e cinquenta e nove mil, quatrocentas e cinquenta e quatro) debêntures da 6ª série. As debêntures da 1ª e da 2ª séries possuem vencimento em 30 de setembro de 2012, as debêntures da 3ª e da 4ª séries possuem vencimento em 30 de setembro de 2013 e as debêntures da 5ª e da 6ª séries possuem vencimento em 30 de setembro de 2013, totalizando o montante de R$ 1.500.000.000,00 (um bilhão e quinhentos milhões de reais). As debêntures da 1ª emissão privada da Madeira Energia contam com garantia fidejussória da Odebrecht Investimentos em Infraestrutura Ltda., Construtora Norberto Odebrecht S.A., Fundo de Investimento em Participações Amazônia Energia, Andrade Gutierrez Participações S.A. e Furnas Centrais Elétricas S.A., nas posições de intervenientes, e ainda Santo Antônio Energia S.A. e da Odebrecht S.A., nas posições de intervenientes anuentes. Até a presente data, não ocorreram quaisquer eventos de resgate, amortização, conversão, repactuação ou inadimplemento de tais debêntures.

Além da presente Emissão, da 1ª emissão de debêntures da TAESA, da 2ª emissão de debêntures da Light Energia e da 1ª emissão de debêntures da Madeira Energia, o Agente Fiduciário não atua em qualquer outra emissão de debêntures da Emissora, nem de sociedade coligada, controlada, controladora ou integrante de seu grupo econômico.

9. PROSPECTO DEFINITIVO

O Prospecto Definitivo está disponível nos seguintes endereços e páginas da *internet*:

Emissora
Avenida Barbacena, nº 1.200, 12º andar, ala B1, Belo Horizonte – MG
Endereço eletrônico: http://cemig.infoinvest.com.br/ptb/s-56-ptb.html - neste *website* acessar o ano de 2012 e clicar em "Prospecto Definitivo".

Coordenador Líder
Avenida Brigadeiro Faria Lima, nº 3.064, 2º andar, São Paulo – SP
Endereço eletrônico: http://www.hsbc.com.br/1/2/portal/pt/para-sua-empresa/investimento/operacoes-especiais/operacoes-especiais-mais-informacoes - neste website, acessar "CEMIG GT – Prospecto da 3ª Emissão de Debêntures"

BTG Pactual
Avenida Brigadeiro Faria Lima, nº 3.729, 9º andar, São Paulo – SP
Endereço eletrônico:

www.btgpactual.com/home/AreasDeNegocios.aspx/BancoDeInvestimento/Mercado_ de_Capitais - neste *website* clicar em "Mercado de Capitais" no menu à esquerda, depois clicar em "2012" no menu à direita e a seguir em "Prospecto Definitivo" logo abaixo de "Distribuição Pública de Debêntures da Terceira Emissão da CEMIG Geração e Transmissão S.A."

BNB
Avenida Pedro Ramalho, nº 5.700, bloco C1 superior, Fortaleza – CE
Endereço eletrônico:
http://www.bnb.gov.br/content/aplicacao/produtos_e_servicos/mercado_de_capitais/docs/prospectodefinitivo_cemig.pdf

CVM
http://www.cvm.gov.br - neste *website* selecionar subitem "ITR, DFP, IAN, IPE, FC. FR e outras Informações". No link, digitar "Cemig Geração e Transmissão S/A" e clicar em "Continuar". Em seguida, clicar em "CEMIG GERAÇÃO E TRANSMISSÃO S/A" e selecionar "Prospecto de Distribuição Pública". Acessar *download* com a data mais recente.

CETIP
www.cetip.com.br - neste *website,* acessar "Comunicados e Documentos" e, em seguida, clicar em "Prospectos". Em seguida, selecionar "Prospectos de Debêntures" no campo "Categoria de Documento", digitar "Cemig Geração e Transmissão S/A" no campo "Busca (Título/Número/Código/Arquivo)" e, no campo "Ano", selecionar "2012". No link, selecionar o prospecto da CEMIG Geração e Transmissão S/A.

BM&FBOVESPA
www.bmfbovespa.com.br – neste *website* selecionar item "Empresas Listadas", digitar "CEMIG GT" e clicar em "buscar". Clicar em "CEMIG GERACAO E TRANSMISSAO S.A.". No item "Informações Relevantes", clicar no subitem "Prospecto de Distribuição Pública" e acessar *download* com a data mais recente.

ANBIMA
www.anbima.com.br - neste website acessar "site ANBID" no canto superior direito. Em seguida, acessar "COP – Controle de Ofertas Públicas" e, posteriormente, clicar em "Clique aqui". Na barra da esquerda da tela que se abrir, clicar no item "Acompanhar Análise de Ofertas". Em seguida, clicar na opção "Cemig Geração e Transmissão S.A." e, por fim, no item "Documentação" acessar "Prospecto Definitivo CEMIG Geração e Transmissão S.A..PDF".

10. INFORMAÇÕES ADICIONAIS

10.1. Os investidores poderão subscrever as Debêntures junto aos Coordenadores, nos endereços indicados acima.

10.2. Os Debenturistas poderão obter esclarecimentos sobre as Debêntures junto ao setor de atendimento a debenturistas, que funcionará na sede da Emissora.

10.3. Os investidores que desejarem obter mais informações sobre a Oferta e as Debêntures deverão dirigir-se aos endereços ou dependências dos Coordenadores indicados acima ou, ainda, à sede da Emissora, ou deverão acessar os endereços eletrônicos da CVM, da CETIP ou da BM&FBOVESPA, conforme indicados abaixo:

Comissão de Valores Mobiliários – CVM
Endereço Eletrônico: *www.cvm.gov.br*

CETIP S.A. – Mercados Organizados
Endereço Eletrônico: *www.cetip.com.br*

BM&FBOVESPA – Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros

Endereço Eletrônico: *www.bmfbovespa.com.br*

11. DEFINIÇÕES

Sem prejuízo de outras definições constantes deste Anúncio de Início, para os efeitos da Oferta, aplicar-se-ão as seguintes definições, no singular ou plural:

11.1. "Dia Útil": qualquer dia, exceção feita aos sábados, domingos e feriados nacionais.

11.2. "Debêntures da Primeira Série em Circulação", "Debêntures da Segunda Série em Circulação" e "Debêntures da Terceira Série em Circulação" (conjuntamente, as "Debêntures em Circulação"): todas as Debêntures da Primeira Série, Debêntures da Segunda Série ou Debêntures da Terceira Série, respectivamente, subscritas e não resgatadas, excluídas aquelas Debêntures: (i) mantidas em tesouraria pela Emissora; ou (ii) de titularidade de: (a) empresas controladas pela Emissora (diretas ou indiretas), (b) controladoras (ou grupo de controle) da Emissora e (c) administradores da Emissora, incluindo, mas não se limitando a, pessoas direta ou indiretamente relacionadas a qualquer das pessoas anteriormente mencionadas.

11.3. "Saldo do Valor Nominal Unitário das Debêntures da Segunda Série" ou "Saldo do Valor Nominal Unitário da Terceira Série": Valor Nominal Unitário das Debêntures da Segunda Série ou Valor Nominal Unitário das Debêntures da Terceira Série, conforme o caso, remanescente após a Atualização Monetária a cada Data de Amortização da Segunda Série ou Data de Amortização da Terceira Série, conforme o caso.

12. REGISTRO NA CVM

A distribuição pública das Debêntures da Primeira Série foi registrada junto à CVM em 12 de março de 2012, sob nº CVM/SRE/DEB/2012/004.

A distribuição pública das Debêntures da Segunda Série foi registrada junto à CVM em 12 de março de 2012, sob nº CVM/SRE/DEB/2012/005.

A distribuição pública das Debêntures da Terceira Série foi registrada junto à CVM em 12 de março de 2012, sob nº CVM/SRE/DEB/2012/006.

13. REGISTRO NO NOVO MERCADO DE RENDA FIXA DA ANBIMA

As Debêntures da Segunda Série e as Debêntures da Terceira Série foram registradas no âmbito do Novo Mercado de Renda Fixa da ANBIMA, sendo que, com o intuito de fomentar o mercado de renda fixa de longo prazo, foi concedida pela ANBIMA, em caráter excepcional e exclusivamente com relação às Debêntures da Terceira Série, a dispensa parcial do requisito previsto no inciso II do artigo 4º do Código ANBIMA de Renda Fixa. Assim, a subscrição e integralização das Debêntures da Terceira Série por, no mínimo, 5 (cinco) investidores, com participação individual máxima de 20% (vinte por cento) do valor total da referida série, será suficiente para atender ao requisito previsto no referido inciso II do artigo 4º do Código ANBIMA de Renda Fixa e, consequentemente, em caráter excepcional, não implicará para o investidor o direito de solicitar à Emissora a recompra das Debêntures da Terceira Série de sua titularidade conforme previsto no Código ANBIMA de Renda Fixa.

Data de Início da Oferta: 13 de março de 2012.

O REGISTRO DA OFERTA NÃO IMPLICA, POR PARTE DA CVM, GARANTIA DE VERACIDADE DAS INFORMAÇÕES PRESTADAS OU JULGAMENTO SOBRE A QUALIDADE DA COMPANHIA EMISSORA, BEM COMO SOBRE AS DEBÊNTURES A SEREM DISTRIBUÍDAS.

LEIA O PROSPECTO E O FORMULÁRIO DE REFERÊNCIA DA EMISSORA ANTES DE ACEITAR A OFERTA, ESPECIALMENTE A RESPECTIVA SEÇÃO DE FATORES DE RISCO.

A(O) presente oferta pública (programa) foi elaborada(o) de acordo com as normas de Regulação e Melhores Práticas da ANBIMA para as Ofertas Públicas de Distribuição e Aquisição de Valores Mobiliários, atendendo, assim, a(o) presente oferta pública (programa), aos padrões mínimos de informação exigidos pela ANBIMA, não cabendo à ANBIMA qualquer responsabilidade pelas referidas informações, pela qualidade da emissora e/ou ofertantes, das Instituições Participantes e dos valores mobiliários objeto da(o) oferta pública (programa). Este selo não implica recomendação de investimento. O registro ou análise prévia da presente distribuição não implica, por parte da ANBIMA, garantia da veracidade das informações prestadas ou julgamento sobre a qualidade da companhia emissora, bem como sobre os valores mobiliários a serem distribuídos.

COORDENADORES

O HSBC CORRETORA DE TÍTULOS E VALORES MOBILIÁRIOS S.A. É O COORDENADOR LÍDER DA OFERTA.

Anexo 4.32

Resumo do Contrato de Investimento em Ativos de Transmissão

Em 17 de maio de 2012, a CEMIG e a CEMIG GT celebraram com a controlada desta última, TAESA, um Contrato de Investimento em Ativos de Transmissão no valor de R$1.732 milhões (devendo este ser corrigido a partir de 31 de dezembro de 2011 até a data da conclusão da operação e descontado de eventuais dividendos e juros sobre capital próprios declarados após 31 de dezembro de 2011, pagos ou não), por meio do qual nos será transferida para a TAESA a totalidade das participações acionárias detidas tanto pela CEMIG quanto pela CEMIG GT, direta ou indiretamente, nas seguintes sociedades concessionárias de transmissão de energia elétrica:

(i) 49,98% da EATE,

(ii) 19,09% da ECTE,

(iii) 49,99% da ENTE,

(iv) 49,99% da ERTE,

(v) 49,98% da ETEP,

(vi) 39,98% do STC (considerando participação indireta de 80% por meio da EATE, observado que a CEMIG possui 49,98% das ações da EATE),

(vii) 49,98% da ESDE (considerando participação indireta por meio da ETEP, observado que a CEMIG possui 49,98% das ações da ETEP),

(viii) 39,98% da Lumitrans (considerando participação indireta de 80% por meio da EATE, observado que a CEMIG possui 49,98% das ações da EATE),

(ix) 19,09% da ETSE (considerando participação indireta por meio da ECTE, observado que a CEMIG possui 19,09% das ações da ECTE), e

(x) 74,49% da EBTE (considerando participação de 49% detida pela CEMIG GT e participação indireta por meio da EATE de 51%, observado que a CEMIG possui 49,98% das ações da EATE) (em conjunto "Grupo TBE").

Conforme previsto no Contrato de Investimento em Ativos de Transmissão celebrado entre as partes, a TAESA não poderá alienar, ceder ou transferir sua participação nas sociedades do Grupo TBE pelo período de 120 meses a contar da data da efetiva transferência das referidas participações societárias, salvo se previamente autorizada pela CEMIG. Durante o período acima mencionado, a TAESA poderá realizar a alienação, cessão ou transferência, total ou parcial, de qualquer participação acionária que detenha nas sociedades do Grupo TBE, desde que transfira à CEMIG a diferença positiva obtida na referida alienação, cessão ou transferência, comparando-se o valor da alienação, cessão ou transferência ao valor da transferência das sociedades do Grupo TBE para a TAESA, devidamente atualizado pela taxa SELIC divulgada pelo Banco Central do Brasil no dia da efetivação da alienação, cessão ou transferência.

A conclusão da referida operação de reestruturação societária, bem como a efetiva transferência dos ativos acima indicados foi condicionada à implementação de determinadas condições suspensivas para produzir plenos efeitos, destacando-se a anuência dos credores do Grupo TBE e a aprovação da operação pela ANEEL.

Em 04 de julho de 2012 o CADE - Conselho Administrativo de Defesa Econômica realizou reunião para julgamento da transferência de percentual do controle acionário das concessões, tendo aprovado a operação por unanimidade, o que foi publicado no DOU em 10 de julho de 2012. Em 09/04/2013, através da Resolução Autorizativa nº 4.029, a Aneel também aprovou a operação de reestruturação societária. A operação de transferência também já obteve a anuência dos demais bancos financiadores, pendente apenas a aquiescência do Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social – BNDES, esperada para o mês de maio/2013.

Anexo 4.34

Carta do Auditor Relativa a Mudança de Auditoria

29 de Abril de 2013
Securities and Exchange Commission
Washington, D.C. 20549

Anteriormente, nós éramos os principais auditores da Companhia Energética de Minas Gerais ("CEMIG"), e, no dia 29 de abril de 2013, reemitimos nosso relatório de auditoria sobre as demonstrações financeiras consolidadas da CEMIG, para os exercícios sociais com término em 31 de dezembro de 2011 e 2010. Originalmente, nós emitimos nosso relatório na data de 26 de abril de 2012 sobre essas demonstrações financeiras consolidadas e a efetividade dos controles internos sobre os relatórios financeiros, em 31 de dezembro de 2011. Em 10 de julho de 2012, a CEMIG notificou formalmente o regulador / mercado de que, de acordo com a Instrução CVM 308/99, o auditor seria alterado a partir do segundo trimestre de 2012.

Nós lemos as declarações da CEMIG incluídas no item 16F do Formulário 20F datado de 29 de abril de 2013 e estamos de acordo com as mesmas.

Atenciosamente,
/s/ KPMG Auditores Independentes
KPMG Auditores Independentes
São Paulo, Brasil

Anexo 4.35

TERMO DE COMPROMISSO PARA QUITAÇÃO QUE ENTRE SI CELEBRAM ESTADO DE MINAS GERAIS E COMPANHIA ENERGÉTICA DE MINAS GERAIS – CEMIG

Em 20/11/2012, a Companhia Energética de Minas Gerais - CEMIG ("Cemig") e o Estado de Minas Gerais celebraram Termo de Compromisso, que reflete o compromisso entre as Partes de viabilizar a antecipação do pagamento pelo Estado da dívida do Termo de Contrato de Cessão de Crédito do Saldo Remanescente da Conta de Resultados a Compensar ("CONTRATO");

No Termo de Compromisso o Estado reconheceu e declarou o débito de sua responsabilidade em função do Contrato CRC no valor total de R$6.120.032.387,96 (seis bilhões, cento e vinte milhões, trinta e dois mil, trezentos e oitenta e sete reais e noventa e seis centavos), na data base de 31 de outubro de 2012 ("DÉBITO").

Caso a aquisição das quotas seniores do FIDC pretendida pela CEMIG seja consumada até 31/01/2013, as Partes acordam, para viabilizar o pagamento pelo ESTADO nesta data do valor integral da dívida oriunda do CONTRATO, um desconto ao valor do DÉBITO de 35% (trinta e cinco por cento). Após a aplicação do desconto, o débito de responsabilidade do ESTADO para com a CEMIG perfaz o montante de R$3.978.021.052,17 (três bilhões, novecentos e setenta e oito milhões, vinte e um mil, cinquenta e dois reais e dezessete centavos), data base de 31 de outubro de 2012, (doravante denominado simplesmente “DÉBITO ATUALIZADO”).

Caso o pagamento ocorra em parcelas, o saldo remanescente do DÉBITO ATUALIZADO continuará sendo corrigido, pro rata, pela taxa de juros do CONTRATO.

O ESTADO fica autorizado, em caráter irrevogável e irretratável, a reter e repassar para União, o valor acordado entre a CEMIG e a Secretaria do Tesouro Nacional de R$400.904.996,45 (quatrocentos milhões, novecentos e quatro mil, novecentos e noventa e seis reais e quarenta e cinco centavos), na data base de outubro de 2012, para por fim à demanda judicial existente entre a CEMIG e a União relacionada à extinta Conta CRC.

O CONTRATO foi celebrado em caráter irrevogável e irretratável, exceto no caso de o ingresso dos recursos, a que se refere a Lei Estadual nº 19.964, de 26/12/2011, não ocorrer até 31/01/2013 e de não ocorrer a ratificação da celebração do Termo pelo Conselho de Administração da CEMIG. Não ocorrendo isso, as Partes deverão renegociar as condições econômico-financeiras previstas neste instrumento.

TERMO ADITIVO AO TERMO DE COMPROMISSO PARA QUITAÇÃO QUE ENTRE SI CELEBRAM ESTADO DE MINAS GERAIS E COMPANHIA ENERGÉTICA DE MINAS GERAIS – CEMIG

Em 25/01/2013, a Companhia Energética de Minas Gerais - CEMIG ("Cemig") e o Estado de Minas Gerais celebraram um aditivo ao Termo de Compromisso, em que acordaram alterar a redação do caput e do Parágrafo Primeiro da Cláusula Segunda do Termo de Compromisso, que passam a vigorar com a seguinte redação:

"CLÁUSULA SEGUNDA - DO VALOR DO DÉBITO DO ESTADO

O ESTADO reconhece e declara o débito de sua responsabilidade em função do CONTRATO, no valor total de R$6.282.551.338,98 (seis bilhões, duzentos e oitenta e dois milhões, quinhentos e cinquenta e um mil, trezentos e trinta e oito reais e noventa e oito centavos), na data base de 31 de outubro de 2012 (doravante denominado simplesmente "DÉBITO"), incluindo juros capitalizados pro-rata até outubro de 2012.

Parágrafo Primeiro - Com a aquisição das quotas seniores do FIDC, consumada pela CEMIG até 31/01/2013, as Partes acordam, para viabilizar o pagamento pelo ESTADO até essa data do valor integral da dívida oriunda do CONTRATO, um desconto ao valor do DÉBITO de 35% (trinta e cinco por cento). Após a aplicação do desconto, o débito de responsabilidade do ESTADO para com a CEMIG perfaz o montante de R$4.083.658.370,34 (quatro bilhões, oitenta e três milhões, seiscentos e cinquenta e oito mil, trezentos e setenta reais e trinta e quatro centavos), data base de 31 de outubro de 2012, (doravante denominado simplesmente "DÉBITO ATUALIZADO").”

TERMO DE QUITAÇÃO FINAL QUE ENTRE SI FAZEM O ESTADO DE MINAS GERAIS E A COMPANHIA ENERGÉTICA DE MINAS GERAIS – CEMIG

Em 12/03/2013, a Companhia Energética de Minas Gerais - CEMIG ("Cemig") e o Estado de Minas Gerais celebraram Termo de Quitação Final, em que dão plena, geral, total e definitiva quitação relativamente ao valor de R$4.211.453.868,34 (quatro bilhões, duzentos e onze milhões, quatrocentos e cinquenta e três mil, oitocentos e sessenta e oito reais e trinta e quatro centavos), devidamente corrigido e acrescido dos juros previstos no Contrato CRC até a data do efetivo pagamento, acima mencionado, pelo que assinam este instrumento em 2 (duas) vias de igual teor e forma, para um só efeito legal.

As liquidações do valor acima citado ocorreram conforme tabela abaixo:

DATA	VALOR
18/12/2012	.
26/12/2012	800,000,000.00
28/12/2012	11,340,000.00
27/02/2013	787,130,000.00
28/02/2013	1,681,701,759.04
11/03/2013 (Devolução)	(3,185,865.70)
Total	**4,211,453,868.34**

Anexo 12.1

CERTIFICAÇÃO

Eu, Djalma Bastos de Morais, certifico que:

1. Revisei este relatório anual da CEMIG preparado segundo o Formulário 20-F;

2. Baseado em meu conhecimento, esse relatório não contém qualquer declaração falsa sobre fatos relevantes ou omite qualquer fato relevante que seja necessário para fazer com que as declarações feitas, à luz das circunstâncias segundo as quais tais declarações foram feitas, não sejam enganosas em relação ao período abrangido por esse relatório;

3. Baseado em meu conhecimento, as demonstrações financeiras consolidadas e outras informações financeiras incluídas nesse relatório anual, apresentam adequadamente, em todos os aspectos relevantes, a posição financeira, os resultados das operações e os fluxos de caixa da Companhia correspondentes aos períodos apresentados nesse relatório;

4. O outro diretor responsável pela certificação da Companhia e eu somos responsáveis pela implementação e manutenção dos controles e procedimentos de divulgação (conforme definido nas Regras 13a15(e) e 15d15(e) do Exchange Act) e controles internos sobre as demonstrações financeiras (conforme definido nas Regras 13a15(f) e 15d15(f) do Exchange Act) da Companhia e assim:

a. criamos esses controles e procedimentos de divulgação ou fizemos com que esses controles e procedimentos fossem criados sob nossa supervisão visando assegurar que informações relevantes relacionadas à Companhia, incluindo suas subsidiárias consolidadas, sejam levadas a nosso conhecimento por outras pessoas dentro dessas entidades, especialmente durante o período de elaboração desse relatório;

b. criamos tais controles internos relacionados às demonstrações financeiras ou fizemos com que esses controles fossem criados sob nossa supervisão para proporcionar segurança razoável com relação à confiabilidade dos relatórios financeiros e à preparação das demonstrações financeiras para fins externos de acordo com princípios contábeis geralmente aceitos;

c. avaliamos a eficácia dos controles e procedimentos de divulgação da Companhia e apresentamos nesse relatório nossas conclusões sobre a eficácia dos controles e procedimentos de divulgação no final do período coberto por este relatório com base nessa avaliação; e

d. divulgamos neste relatório quaisquer mudanças nos controles internos da Companhia sobre relatórios financeiros que ocorram durante o período abrangido pelo relatório anual que tenham afetado ou possam afetar de modo relevante o controle interno da Companhia sobre as demonstrações financeiras;

5. O outro diretor responsável pela certificação da Companhia e eu divulgamos, com base em nossa mais recente avaliação dos controles internos relacionados às demonstrações financeiras nos auditores e ao Comitê de Auditoria do Conselho de Administração da Companhia (ou junto às pessoas que exerçam funções equivalentes):

a. todas as deficiências e fraquezas relevantes no desenvolvimento ou no funcionamento dos controles internos sobre as demonstrações financeiras que possam afetar de maneira adversa a capacidade da Companhia de registrar, processar, resumir e apresentar dados financeiros; e

b. quaisquer fraudes, relevantes ou não, que envolvam a administração ou outros funcionários que desempenham papel importante nos controles internos da Companhia relacionados às demonstrações financeiras.

Por: /(ass): Djalma Bastos de Morais___
Nome: Djalma Bastos de Morais
Cargo: Diretor-Presidente

Data: 29 de abril de 2013

Via original da presente declaração escrita exigida por força do Artigo 302 da Lei *Sarbanes-Oxley* de 2002 foi fornecida à Companhia e será por ela conservada e fornecida à *Securities and Exchange Commission* ou aos seus funcionários, mediante solicitação.

Anexo 12.2

CERTIFICAÇÃO

Eu, Luiz Fernando Rolla, certifico que:

1. Revisei este relatório anual da CEMIG preparado segundo o Formulário 20-F;

2. Baseado em meu conhecimento, esse relatório não contém qualquer declaração falsa sobre fatos relevantes ou omite qualquer fato relevante que seja necessário para fazer com que as declarações feitas, à luz das circunstâncias segundo as quais tais declarações foram feitas, não sejam enganosas em relação ao período abrangido por esse relatório;

3. Baseado em meu conhecimento, as demonstrações financeiras consolidadas e outras informações financeiras incluídas nesse relatório anual, apresentam adequadamente, em todos os aspectos relevantes, a posição financeira, os resultados das operações e os fluxos de caixa da Companhia correspondentes aos períodos apresentados nesse relatório;

4. O outro diretor responsável pela certificação da Companhia e eu somos responsáveis pela implementação e manutenção dos controles e procedimentos de divulgação (conforme definido nas Regras 13a15(e) e 15d15(e) do Exchange Act) e controles internos sobre as demonstrações financeiras (conforme definido nas Regras 13a15(f) e 15d15(f) do Exchange Act) da Companhia e assim:

a. criamos esses controles e procedimentos de divulgação ou fizemos com que esses controles e procedimentos fossem criados sob nossa supervisão visando assegurar que informações relevantes relacionadas à Companhia, incluindo suas subsidiárias consolidadas, sejam levadas a nosso conhecimento por outras pessoas dentro dessas entidades, especialmente durante o período de elaboração desse relatório;

b. criamos tais controles internos relacionados às demonstrações financeiras ou fizemos com que esses controles fossem criados sob nossa supervisão para proporcionar segurança razoável com relação à confiabilidade dos relatórios financeiros e à preparação das demonstrações financeiras para fins externos de acordo com princípios contábeis geralmente aceitos;

c. avaliamos a eficácia dos controles e procedimentos de divulgação da Companhia e apresentamos nesse relatório nossas conclusões sobre a eficácia dos controles e procedimentos de divulgação no final do período coberto por este relatório com base nessa avaliação; e

d. divulgamos neste relatório quaisquer mudanças nos controles internos da Companhia sobre relatórios financeiros que ocorram durante o período abrangido pelo relatório anual que tenham afetado ou possam afetar de modo relevante o controle interno da Companhia sobre as demonstrações financeiras.

5. O outro diretor responsável pela certificação da Companhia e eu divulgamos, com base em nossa mais recente avaliação dos controles internos relacionados às demonstrações financeiras aos auditores e ao Comitê de Auditoria do Conselho de Administração da Companhia (ou junto às pessoas que exerçam funções equivalentes):

a. todas as deficiências e fraquezas relevantes no desenvolvimento ou no funcionamento dos controles internos sobre as demonstrações financeiras que possam afetar de maneira adversa a capacidade da Companhia de registrar, processar, resumir e apresentar dados financeiros; e

b. quaisquer fraudes, relevantes ou não, que envolvam a administração ou outros funcionários que desempenham papel importante nos controles internos da Companhia relacionados às demonstrações financeiras.

Por: (ass): Luiz Fernando Rolla___
Nome: Luiz Fernando Rolla
Cargo: Diretor de Finanças e Relações com Investidores

Data: 29 de abril de 2013

Via original da presente declaração escrita exigida por força do Artigo 302 da Lei Sarbanes-Oxley de 2002 foi fornecida à Companhia e será por ela conservada e fornecida à *Securities and Exchange Commission* ou aos seus funcionários, mediante solicitação**.**

Anexo 13.1

**CERTIFICADO NOS TERMOS DO 18 U.S.C. ARTIGO 1350,
CONFORME PROMULGADA PELO
ARTIGO 906 DA LEI *SARBANES-OXLEY* DE 2002**

Em relação ao Relatório Anual segundo o Formulário 20-F da Companhia Energética de Minas Gerais—CEMIG (a "Companhia") referente ao exercício encerrado em 31 de dezembro de 2012, conforme arquivado na *Securities and Exchange Commission* na presente data (o "Relatório"), eu, Djalma Bastos de Morais, Diretor-Presidente da Companhia, certifico, de acordo com o 18 U.S.C. Artigo 1350, que:

(1) O Relatório está totalmente em consonância com os requisitos do Artigo 13(a) ou 15(d) do *Securities Exchange Act* de 1934; e

(2) As informações contidas no Relatório apresentam de maneira adequada, em todos os aspectos relevantes, a situação financeira e resultados operacionais da Companhia.

Por: (ass): Djalma Bastos de Morais___
Nome: Djalma Bastos de Morais
Cargo: Diretor-Presidente

Data: 29 de abril de 2013

Via original da presente declaração escrita exigida por força do Artigo 906 da Lei *Sarbanes-Oxley* de 2002 foi fornecida à Companhia e será por ela conservada e fornecida à Securities and Exchange Commission ou aos seus funcionários, mediante solicitação.

Anexo 13.2

CERTIFICADO NOS TERMOS DO 18 U.S.C. ARTIGO 1350,
CONFORME PROMULGADA PELO
ARTIGO 906 DA LEI *SARBANES-OXLEY* DE 2002

Em relação ao Relatório Anual segundo o Formulário 20-F da Companhia Energética de Minas Gerais—CEMIG (a "Companhia") referente ao exercício encerrado em 31 de dezembro de 2012, conforme arquivado na *Securities and Exchange Commission* na presente data (o "Relatório"), eu, Luiz Fernando Rolla, Diretor de Finanças e de Relações com Investidores da Companhia, certifico, de acordo com o 18 U.S.C. Artigo 1350, que:

(1) O Relatório está totalmente em consonância com os requisitos do Artigo 13(a) ou 15(d) do *Securities Exchange Act* de 1934; e

(2) As informações contidas no Relatório apresentam de maneira adequada, em todos os aspectos relevantes, a situação financeira e resultados operacionais da Companhia.

Por: (ass): Luiz Fernando Rolla
Nome: Luiz Fernando Rolla
Cargo: Diretor de Finanças e Relações com Investidores

Data: 29 de abril de 2013

Via original da presente declaração escrita exigida por força do Artigo 906 da Lei Sarbanes-Oxley de 2002 foi fornecida à Companhia e será por ela conservada e fornecida à *Securities and Exchange Commission* ou aos seus funcionários, mediante solicitação.